

# Reporte de análisis Tecno-Económico de Modelos de Negocio de Generación Distribuida Colectiva



Ciudad de México, México, Junio 2020

El presente documento de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH se realizó bajo el marco del “Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México” (TrEM) el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente representan la opinión de la GIZ.

**Publicado por:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40  
53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5  
65760 Eschborn, Deutschland  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

“Apoyo a la implementación de la transición energética en México”  
Agencia de la GIZ en México  
Torre Hemicor, PH  
Av. Insurgentes Sur No. 826  
Col. Del Valle  
C.P. 03100, México D.F.  
T +52 55 5536 2344  
F + 52 55 5536 2344  
E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)  
[www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)

**Versión**

Junio 2020

Edición y Supervisión: Lishey Lavariega  
Texto: Mariana Catalina Jimenez Martinez  
La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania.



## Tabla de Contenido

<b>Resumen Ejecutivo .....</b>	<b>11</b>
<b>1 Introducción .....</b>	<b>14</b>
<b>2 Regulación de la GDC.....</b>	<b>18</b>
2.1 Regímenes de contraprestación.....	20
2.2 Energía asignada y no asignada .....	22
2.3 Precios nodales aplicables .....	22
<b>3 Modelo Tecno-económico .....</b>	<b>24</b>
3.1 Curvas de demanda .....	25
3.2 Diseño y costos del sistema fotovoltaico .....	26
3.3 Curvas de generación .....	27
3.4 Esquemas de negocio considerados .....	28
3.5 Parámetros financieros .....	28
3.6 Proyección de precios de NodoP Distribuido.....	29
<b>4 Tendencias Generales .....</b>	<b>31</b>
4.1 Régimen de contraprestación recomendado .....	32
4.2 Consumidores que ofrecen mayor rentabilidad .....	33
4.3 Optimizar capacidad instalada y porcentaje de energía asignada .....	35
<b>5 Casos de estudio .....</b>	<b>37</b>
5.1 GDC en un contexto residencial .....	37
5.1.1 Análisis de sensibilidad de proyectos en contexto residencial bajo el régimen de <i>medición neta</i> ante diferentes grupos de usuarios domésticos y modelos de negocio.....	39
5.1.1.1 Sensibilidad ante diferentes tamaños de planta y porcentajes de energía .....	41
5.1.1.2 Impacto del tipo de financiamiento sobre la rentabilidad de los proyectos.....	42
5.1.2 Análisis de sensibilidad de proyectos en contexto residencial bajo el régimen de <i>facturación neta</i> ante diferentes grupos de usuarios domésticos y modelos de negocio .....	43
5.1.2.1 Sensibilidad ante diferentes tamaños de planta y porcentajes de energía .....	44
5.2 GDC en un contexto comercial.....	45
5.2.1 Sensibilidad de los modelos de negocio ante diferentes grupos de usuarios comerciales .....	45

5.2.2	Capacidad instalada de la central distribuida y energía asignada.....	47
6	Conclusiones y recomendaciones.....	49
	Anexo 1: Esquemas de interconexión para GDC.....	51
	Anexo 2: Consumos de beneficiarios en casos hipotéticos .....	55
	Anexo 3: Hoja técnica de los módulos fotovoltaicos considerados en el modelo .....	57
	Anexo 4: Cargos aplicables en 2019 a las categorías de suministro básico analizadas .....	59
	Anexo 5: Indicadores financieros del caso residencial analizado.....	64
	Anexo 6: Indicadores financieros del caso comercial analizado .....	65
	Bibliografía .....	66

## **Lista de Tablas**

Tabla 1: Tipos de beneficiarios permitidos para las posibles configuraciones de proyectos de GDC bajo el régimen de medición neta .....	20
Tabla 2: Metodologías aplicables a los conceptos asociados a un proyecto de GDC .....	22
Tabla 3: Costos de inversión calculados por rango de capacidad (\$/kWp) .....	26
Tabla 4: Costos O&M considerados en plantas con capacidad igual o mayor a 350 kW <sub>p</sub> (\$) .....	27
Tabla 5. Parámetros analizados en los 192 escenarios propuestos .....	31
Tabla 6. PBT (años) de proyectos de generación distribuida individual según el nivel de consumo del beneficiario doméstico, la ubicación del proyecto y el régimen de contraprestación .....	32
Tabla 7. Parámetros analizados para el caso hipotético en contexto residencial .....	38
Tabla 8. Precios por el servicio de suministro en cada modelo de negocio analizado (caso residencial) .....	39
Tabla 9. PBT (años) para los escenarios en el contexto residencial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp) .....	40
Tabla 10. Indicadores financieros para los escenarios evaluados de PND en proyectos de GDC bajo el régimen de facturación neta (capacidad: 499 kWp) y los parámetros económicos descritos .....	44
Tabla 11. Parámetros analizados para el caso hipotético en contexto comercial .....	45
Tabla 12. Precios por el servicio de suministro en cada modelo de negocio analizado (caso comercial) .....	46
Tabla 13. PBT (años) para los escenarios en el contexto comercial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp) .....	46
Tabla 14. Resumen del tipo de cargos aplicables a cada una de las categorías tarifarias analizadas en este reporte independientemente de su ubicación .....	59
Tabla 15. Cargos variables aplicables a las tarifas de suministro básico para los consumidores doméstico de bajo consumo (DOM) en las regiones analizadas en 2019 (\$/kWh) .....	59
Tabla 16. Cargos variables por energía consumida aplicables a la tarifa GDMTH en las regiones analizadas en este estudio en 2019 (\$/kWh) .....	60
Tabla 17. Cargos variables por energía consumida aplicables al resto de tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/kWh) .....	60
Tabla 18. Cargos fijos aplicables a las tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/mes) .....	61
Tabla 19. Cargos aplicables por distribución a las tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/kW) .....	62
Tabla 20. Cargos aplicables por capacidad a las tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/kW) .....	63

Tabla 21. VPN para los escenarios en el contexto residencial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp). .....	64
Tabla 22. TIR para los escenarios en el contexto residencial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp). .....	64
Tabla 23. VPN para los escenarios en el contexto comercial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp). .....	65
Tabla 24. TIR para los escenarios en el contexto comercial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp). .....	65

## Lista de Figuras

Figura 1: Esquemas de negocio para proyectos de GDC .....	15
Figura 2: Proceso para el establecimiento de un proyecto de GDC.....	18
Figura 3: PND anuales promedio resultado de la proyección realizada para la Ciudad de Mérida y la CDMX (\$/MWh) .....	30
Figura 4: PBT (años) para distintos modelos de negocio, capacidades de planta y porcentajes de energía asignada a cada beneficiario DAC bajo el régimen de medición neta.....	41
Figura 5: PBT (años) bajo distintas condiciones de deuda (utilizada para financiar 100% de la inversión) bajo el régimen de medición neta y el modelo de negocio 2 .....	42
Figura 6: PBT (años) bajo distintas condiciones de deuda (utilizada para financiar 75% de la inversión) bajo el régimen de medición neta y el modelo de negocio 2 .....	43
Figura 7: PBT (años) para distintos modelos de negocio con 10 usuarios PDBT así como diferentes capacidades de planta y porcentajes de energía asignada bajo el régimen de medición neta .....	47
Figura 8: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en baja tensión (tipo BT) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente .....	52
Figura 9: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en media tensión con capacidad menor o igual a 250 kW (tipo MT1) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente. ...	52
Figura 10: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en media tensión con capacidad mayor a 250 kW y menor a 500 kW (tipo MT2) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente. ....	53
Figura 11: Consumos de energía activa para los beneficiarios en baja tensión y con pequeña demanda (DOM, DAC y PDBT).....	55
Figura 12: Consumos de energía activa para beneficiarios en baja y media tensión y con gran demanda, tarifas ordinarias (GDBT y GDMTO).....	55
Figura 13: Consumos de energía activa para beneficiarios en media tensión y con gran demanda, tarifa horaria (GDMTH).....	55

Figura 14: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en media tensión con capacidad mayor a 250 kW y menor a 500 kW (tipo MT2) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente. ....	57
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----



## Listado de Abreviaturas

AMB	Asociación Mexicana de Bancos
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión
CDMX	Ciudad de México
CENACE	Centro Nacional de Control en Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DAC	Doméstico de Alto Consumo
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DOF	Diario Oficial de la Federación
DOM	Doméstico de Bajo Consumo
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica
GDBT	Gran Demanda en Baja Tensión
GDC	Generación Distribuida Colectiva
GDMTH	Gran Demanda en Media Tensión Horaria
GDMTO	Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria
GIZ	Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México
ICM	Iniciativa Climática de México
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
LSTM	Red Neuronal de Corta y Larga Memoria
MDA	Mercado de Día en Adelante
MTR	Mercado en Tiempo Real
O&M	Operación y Mantenimiento
PBT	Plazo de Recuperación de la Inversión ( <i>Payback Time</i> )

PDBT	Pequeña Demanda en Baja Tensión
PIB	Producto Interno Bruto
PML	Precio Marginal Local
PND	Precio en el NodoP Distribuido
PPA	Contrato de Compraventa de Energía
RABT	Riego Agrícola Baja Tensión
RAMT	Riego Agrícola Media Tensión
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto

## Resumen Ejecutivo

Los modelos descentralizados de energía renovable permitirán una mayor participación social en la transición hacia un sistema energético más sostenible en México. La generación distribuida individual instalada desde el 2017 da cuenta del potencial de esa modalidad. A finales de 2019 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó el “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) emite la metodología de contraprestación colectiva que aplicará el suministrador de servicios básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un centro de carga, el modelo de contrato de contraprestación colectiva y la solicitud de alta/baja y modificación de beneficiarios” que, aunque sigue pendiente su publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF), permite visualizar los posibles modelos que se podrán desarrollar.

Para contribuir a la discusión sobre el avance de la Generación Distribuida Colectiva (GDC) en México, la Cooperación Alemana para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ) desarrolló una herramienta de análisis tecno-económico para modelos de negocio con base en los nuevos lineamientos y su aplicación en proyectos bajo las condiciones actuales del mercado mexicano. A pesar de que a la fecha de publicación de este reporte el Acuerdo se encontraba pendiente de publicación en el DOF, la GIZ desarrolló un análisis de la viabilidad de potenciales proyectos bajo este modelo en el marco del Programa de Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México.

El objetivo de este reporte es presentar a los interesados una visión general de la regulación aprobada por el órgano regulador para la **Generación Distribuida Colectiva** (GDC), destacando los lineamientos principales del Acuerdo aprobado por la CRE y su potencial aplicación en proyectos con viabilidad económica bajo las condiciones actuales del mercado mexicano. Asimismo, el reporte presenta los resultados de dos casos hipotéticos diseñados bajo el marco regulatorio propuesto y analizados mediante un modelo tecno-económico desarrollado para este propósito y que estará disponible para uso público junto a este documento.

Dicho **modelo tecno-económico** fue diseñado con base en los lineamientos establecidos en el Acuerdo de 2019 así como en la regulación anterior aplicable a este tipo de proyectos, poniendo especial énfasis en las restricciones regulatorias para el desarrollo de los proyectos – por ejemplo respecto al número o tipo de usuarios permitidos – así como a los modelos de contraprestación vigentes. De manera similar, se delimitaron una serie de modelos de negocio que pudieran utilizarse bajo este nuevo modelo, tomando en cuenta las tendencias actuales en el sector de generación solar fotovoltaica distribuida y las reglas establecidas en la propuesta regulatoria que hizo pública la CRE. Por último, se integraron los tipos de usuarios finales que se esperaba participen mayoritariamente en esquemas de este tipo, es decir, usuarios de tipo residencial y comercial.

El modelo se probó en una **serie de casos hipotéticos** con el objetivo de encontrar **tendencias** que pudieran guiar a los interesados en el desarrollo de proyectos bajo el esquema de GDC, utilizando como muestra a la Ciudad de Mérida, Yucatán. Dicha ubicación se eligió considerando los altos Precios de NodoP Distribuidos (PND) registrados en el pasado, lo que la hace una ubicación atractiva para proyectos en donde todos los ingresos, o parte de estos, dependen de los valores registrados de PND. Para esto, se compiló información específica de la región tal como la curva de generación esperada, los PND históricos registrados en la región, los cargos aplicables para cada tipo de tarifa en 2019 y curvas de demanda hipotéticas para usuarios promedio. Posteriormente, se desarrollaron dos **casos de estudio** con mayor detalle, utilizando las tendencias identificadas en la primera etapa para delimitarlos así como el modelo desarrollado y los datos de la Ciudad de Mérida. Finalmente, se replicaron ambos casos con datos de la Ciudad de México (CDMX) con el propósito de comparar el impacto de las variables regionales en la viabilidad de los proyectos de GDC.

En el **primer capítulo** de este reporte, se resumen las **condiciones del mercado** de la generación distribuida en México así como los **modelos de negocio** que fueron considerados viables para el esquema colectivo. Posteriormente, en el **segundo capítulo** se presentan los principales **lineamientos regulatorios** que la CRE estableció en el Acuerdo aprobado y que guiarán el diseño y desarrollo de los proyectos de GDC en México siempre que esta versión sea finalmente publicada en el DOF. En este capítulo también se destacan aquellos **criterios** que fueron la **base** para el diseño del modelo tecno-económico elaborado. En el **tercer capítulo** se definen los pilares que conforman la **estructura del modelo tecno-económico** desarrollado - y que deberán ser considerados para la evaluación de proyectos de GDC particulares - así como los **insumos** introducidos en este para la evaluación de los casos en Mérida y CDMX.

En el **capítulo cuarto** se presentan las **tendencias** identificadas en el análisis general de casos hipotéticos de GDC en la Ciudad de Mérida, contrastando los resultados con los hallazgos hechos por estudios similares para el caso individual. El **capítulo cinco** ahonda en este análisis, detallando dos **casos hipotéticos de aplicación** - que siguen las tendencias identificadas - y comparando los resultados obtenidos para la ciudad yucateca con una réplica de los escenarios pero ahora ubicados en CDMX. Finalmente, el **capítulo seis**, expone las conclusiones derivadas de este análisis así como una serie de recomendaciones para los actores interesados en desarrollar proyectos de GDC, de oficializarse la regulación aprobada por la CRE.

Dentro de los principales **hallazgos** de este reporte se encuentra que será posible adaptar los **modelos de negocio** utilizados en el esquema individual de generación distribuida en México al modelo colectivo bajo lo establecido en la regulación actual. De manera particular, se consideran los modelos de **autoconsumo**, **arrendamiento** o **compraventa de energía (PPA)** por sus siglas en inglés) y **renta de espacio**. Los generadores exentos tendrán la opción de decidir si quieren estar bajo uno de los dos regímenes de contraprestación posibles: **medición neta** y **facturación neta**. Más aún, se podrán realizar análisis de sensibilidad respecto a la cantidad de energía asignada a cada beneficiario y la energía no asignada que desean vender directamente a las redes generales de distribución (recibiendo por eso su debida contraprestación).

La propuesta regulatoria actual es restrictiva para la aplicación del mecanismo de medición de neta, dado que requiere que todos los beneficiarios compartan un único punto de interconexión. No obstante, se prevé que exista un potencial importante para aprovechar este modelo en zonas con alta densidad poblacional y tendencia a la urbanización vertical como es el caso de la CDMX. Esto es importante pues **aún en zonas con precios nodales altos como los de Mérida, el régimen de medición neta resulta ser mucho más atractivo económicamente que el de facturación neta**, donde los ingresos dependen totalmente de los precios registrados en el NodoP Distribuido según lo indicado en el Acuerdo.

El precio nodal que debe utilizarse fue un tema polémico discutido ampliamente durante el proceso de consulta pública, sobre el cual el regulador decidió mantener los precios en el NodoP Distribuido. No obstante, **en los sitios analizados se encontraron mínimas diferencias entre los Precios Marginales Locales (PML) y los PND registrados entre 2016 y 2019 (al menos no suficientes para hacer que el régimen de facturación neta fuera sustancialmente más atractivo), aunque esto puede cambiar en el futuro o no ser el caso en todos los nodos**. Adicionalmente, se observa que para los excedentes en medición neta así como la energía no asignada en ambos regímenes, no es claro qué precio de nodo debe utilizarse, lo que también había sido señalado en el proceso de consulta.

Más aún, se identifica **que los esquemas de interconexión para los proyectos de GDC requieren que estos cuenten con medición independiente**, es decir, medidores fiscales separados para las cargas y el generador exento. **Esto hace que los proyectos de GDC en facturación neta resulten menos rentables al no existir la posibilidad de intercambiar energía “detrás del medidor”, reduciendo el consumo de energía de las redes generales**

**de distribución registrado por el usuario y, por ende facturada, así como – potencialmente – su demanda máxima**, un valor relevante para los consumidores con cargos asociados a este factor. Considerando que el costo variable de la energía de algunas tarifas, como la Doméstica de Alto Consumo (DAC) o la de Pequeña Demanda en Baja Tensión (PDBT), son mucho más altos que los precios nodales en las zonas registradas, **el esquema de facturación neta en modo colectivo se vuelve aún menos rentable que el de medición neta comparado con el caso individual donde ofrece mejores plazos de recuperación de la inversión aunque siempre mayores a los de medición neta.**

Respecto al tipo de usuarios, el Acuerdo establece que **solo podrán asociarse a un mismo contrato de GDC bajo el régimen de medición neta a aquellos beneficiarios que se encuentren conectados en el mismo nivel de tensión y tengan el mismo tipo de tarifa, es decir**, horaria u ordinaria. **En facturación neta** hay una mayor libertad pues la regulación únicamente indica que **tanto la central como los beneficiarios deberán ubicarse dentro de la misma zona de distribución**. Esto presenta una barrera adicional para la planeación de los proyectos, dado que no se halló un documento público donde consultar el alcance territorial de cada zona de distribución delimitada a la cual pertenecen los NodosP Distribuidos por lo que dicha información debería consultarse directamente con CFE o el Centro Nacional de Control en Energía (CENACE) o a través de solicitudes de transparencia. Por otro lado, **no existen restricciones respecto al número máximo de beneficiarios que podrán ser asociados** e indica que **a cada uno de estos les corresponderá un porcentaje de la energía generada por la central que será definido por el generador y que en conjunto no podrá ser mayor al 100%**. De la misma manera, el Acuerdo otorga libertad plena al generador para establecer contratos particulares con sus beneficiarios, lo que permitirá el desarrollo de diversos modelos de negocio como los aquí analizados.

Los escenarios evaluados en este reporte sugieren que el Acuerdo permitirá el desarrollo de proyectos de GDC rentables, especialmente bajo el régimen de medición neta. Con las condiciones incluidas en modelo tecno-económico se identificaron diversos escenarios en los que los proyectos de GDC bajo este modelo de contraprestación ofrecen plazos de recuperación de la inversión por debajo de 10 años, sobre todo en aquellos que incluyen usuarios de tipo DAC y PDBT. Asimismo se encontró que no es redituable sobredimensionar el sistema de generación distribuido para vender los excedentes a la red pues esto no hace el proyecto más rentable. Con los precios nodales proyectados, el esquema de facturación neta resulta poco atractivo. Al incluir la depreciación del 100% del activo en un período de 10 años, los proyectos bajo este régimen de contraprestación ofrecen plazos de recuperación de la inversión mayores a 20 años, lo que no se considera viable. No obstante, esta opción podría volverse más atractiva en el futuro, una vez que el mercado mayorista de electricidad madure y se puedan obtener suficientes datos históricos para hacer una proyección de preciso robusta que podría resultar más favorable para este modelo. Mientras tanto, es esperable que la atención de las empresas desarrolladoras se concentre en encontrar escenarios donde la aplicación del régimen de medición neta sea factible, tal como los analizados en los casos hipotéticos incluidos en este reporte.

Los resultados presentados en este reporte intentan contribuir a la discusión sobre el avance de la GDC en México. Si la regulación es aprobada como está ahora, los hallazgos de este estudio permitirán a los interesados evaluar la factibilidad de los modelos considerando los beneficios para los potenciales usuarios. Y en caso contrario brindará elementos objetivos de discusión para mejorarla.

## 1 Introducción

La publicación de las “Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida” (CRE, 2017) – a partir de ahora, las DACG – ha permitido el desarrollo del mercado de la generación distribuida en México desde su publicación en 2017. De acuerdo con la legislación vigente, la generación distribuida engloba a las centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW que se encuentran interconectadas a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga. Los generadores que cumplen con estas características son reconocidos como **generadores exentos** y tienen acceso a algunos beneficios particulares como no requerir permiso de la CRE para operar o recibir pagos del SSB por la energía inyectada a las redes, además de ser representados por éste en el mercado eléctrico mayorista.



Estas facilidades, junto con la caída en los costos de los sistemas fotovoltaicos y las oportunidades de ahorro en algunos segmentos tarifarios (IRENA, 2019: 27), han fomentado la expansión de centrales distribuidas basadas en esta tecnología en México. Hasta junio de 2019, la CRE reportaba una capacidad total instalada de 817.85 MW de generación distribuida a través de 112,660 unidades (asumiendo que cada contrato entregado por el regulador corresponde a una unidad de generación distribuida). De estos, 73.77% fueron entregados bajo las DACG de 2017 y 99.3% corresponden a centrales solares fotovoltaicas (CRE, 2019). Los cinco estados con mayor capacidad de generación distribuida instalada son Jalisco (94 MW), Nuevo León (69 MW), CDMX (58 MW), Chihuahua (40 MW) y Yucatán (2.4 MW), aunque los estados con mayores tasas medias de crecimiento anual son Tlaxcala (75%), Jalisco (28%), Sinaloa (19%) y Durango (15%). Asimismo, destaca que la gran mayoría (96%) de los contratos entregados al amparo de las DACG de generación distribuida corresponden a centrales con capacidad menor a 15 kW<sub>p</sub>, lo que permite suponer que son utilizadas en el sector doméstico o en pequeños comercios (Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México [GIZ], 2020: 7).

Desde su emisión, las DACG ya preveían la futura existencia de proyectos de Generación Distribuida Colectiva (GDC), entendiendo estos como proyectos de generación distribuida donde exista más de un centro de carga (CRE, 2019: 9). No obstante, su desarrollo no era posible mientras no existieran los instrumentos regulatorios específicos. Finalmente, a finales de 2019, el Órgano de Gobierno del regulador energético aprobó por unanimidad el “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite la metodología de contraprestación colectiva que aplicará el suministrador de servicios básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un centro de carga, el modelo de contrato de contraprestación colectiva y la solicitud de alta/baja y modificación de beneficiarios” (pendiente de publicación en el Diario Oficial de la Federación [DOF]). Como su nombre lo indica, este instrumento detalla los lineamientos regulatorios para el desarrollo de proyectos de GDC, es decir aquellos donde existe más de un centro de carga asociados a una central distribuida.

De acuerdo con el regulador, los proyectos de GDC proporcionarían a los usuarios finales de suministro básico nuevas alternativas para abastecer sus necesidades de consumo eléctrico. Particularmente a aquellos usuarios que no cuentan con espacio físico adecuado para la instalación de una central eléctrica distribuida o tienen hábitos de consumo que no resultan redituables en un proyecto de generación distribuida individual. La GDC también podría beneficiar a los usuarios que no cuenten con la capacidad económica para adquirir una central para uso propio, o incluso a aquellos que solo requieran el suministro eléctrico por un período corto de tiempo. Finalmente, el regulador reconoce el potencial que los proyectos colectivos ofrecen para aprovechar las economías de escala y reducir el costo de instalación de una central distribuida (CRE, 2019: 5 y 6).

Adicionalmente, la adopción de esquemas de GDC en México podría motivar la aparición de proyectos de energía comunitarios que han demostrado una serie de ventajas en otros mercados. Por ejemplo, en el contexto europeo, estos proyectos han demostrado propiedades para integrar nuevos consumidores independientemente de su nivel de ingreso y acceso a financiamiento (Caramizaru y Uihlein, 2020: 3). Esto es relevante en el mercado mexicano dado que la gran mayoría de los proyectos de generación distribuida son adquiridos de contado por los consumidores, 88% según un estudio de mercado desarrollado por GIZ (2020: 15), lo que deja fuera a usuarios de bajo nivel adquisitivo. Cabe destacar que el desarrollo de este tipo de proyectos está en línea con lo planeado por el gobierno actual en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 que indica que la política energética impulsará el “desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes renovables” (DOF, 2019).

Figura 1: Esquemas de negocio para proyectos de GDC

	Autoconsumo	Arrendamiento/PPA	Renta de espacio
<b>Propietario del sistema.</b> 	Usuario o usuarios finales que adquieren el sistema distribuido con la finalidad de disminuir sus costos eléctricos.	Persona moral o física que ofrece el servicio a los beneficiarios.	Persona moral o física que ofrece el servicio a los beneficiarios.
<b>Fuentes de ingreso para el propietario del sistema.</b> 	a) Ahorros en las facturas eléctricas de los beneficiarios.  b) Venta de excedentes y energía no asignada a la red.	a) Pagos de los beneficiarios por el suministro eléctrico vía: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Renta fija mensual.</li> <li>• Tarifa basada en energía entregada (kilowatts-hora).</li> <li>• Combinación de ambos.</li> </ul> b) Venta de excedentes y energía no asignada a la red	a) Venta de energía no asignada a la red y, potencialmente, excedentes.  b) Potencialmente pagos de los beneficiarios por el suministro eléctrico vía: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Renta mensual fija.</li> <li>• Tarifa basada en energía entregada (kilowatts-hora).</li> <li>• Venta de excedentes y energía no asignada a la red.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia con información de PwC México (2016: 43).

Para las 2,000 empresas formales que actualmente desarrollan proyectos de generación solar distribuida en México, el modelo de GDC representará nuevas oportunidades de negocio (GIZ, 2020: 15). Ya sea mediante promotores comunitarios o comerciales, se prevé que los desarrolladores de proyectos de GDC utilicen en sus primeras facetas modelos de negocio similares a los aplicados en la generación distribuida individual (Figura 1). Con esto en mente, el presente reporte considera tres modelos conceptuales para proyectos de GDC basados en los

esquemas más utilizados en proyectos de generación distribuida individual en México según lo observado en otros análisis y las páginas web de las empresas que ofrecen estos servicios.

El modelo de **autoconsumo**, donde un grupo de consumidores invierten en un sistema de generación distribuido con el objetivo de cubrir sus necesidades eléctricas, se considera especialmente relevante para usuarios finales con múltiples centros de carga dentro de la misma zona de distribución o – aún mejor- tras un punto de interconexión común, por ejemplo una empresa que posee dos o más locales o bodegas dentro de un centro comercial o industrial, o el dueño de un edificio de apartamentos. Este modelo también resultaría atractivo para proyectos de carácter comunitario cuya finalidad sea disminuir los costos eléctricos para sus beneficiarios quienes serían copropietarios del sistema. En este caso el usuario o grupo de usuarios finales adquirirían el sistema distribuido en propiedad así como servicios adicionales, según sea el caso, de empresas instaladoras tales como el diseño, instalación, mantenimiento u operación del sistema. Para esta finalidad, es esperable que los sistemas de GDC tengan una capacidad dimensionada específicamente para satisfacer las necesidades energéticas de los beneficiarios asociados al contrato aun cuando exista la posibilidad de sobredimensionar los equipos y vender los excedentes a la red.

Como su nombre lo indica el modelo de **renta de espacio** consiste en rentar el espacio donde se ubicará la central distribuida a un usuario final que será compensando mediante una renta fija, un porcentaje de la electricidad generada para su consumo o ambos. Su aplicación en el sistema colectivo podría funcionar en contextos similares a los del autoconsumo. En el ámbito comunitario destaca la posibilidad de instalar sistemas distribuidos en terrenos comunitarios, o *ejidos*, compensando a los *ejidatarios* mediante un porcentaje de la energía generada a través de alguno de los regímenes de contraprestación aplicables a los proyectos de GDC. Similarmente, un usuario final con diversos centros de carga dentro de la misma zona de distribución podría interesarse en ceder espacio en alguna de sus propiedades a cambio de que sus centros de carga reciban parte de la energía generada en la central distribuida. No obstante, se prevé que este modelo sea menos utilizado que en el esquema individual, pues al existir más centros de carga con los que compartir la energía generada se podría comprometer la rentabilidad del proyecto según el porcentaje total de energía asignada.

Finalmente, los esquemas de **arrendamiento o PPA**, donde el generador exento vende parte o toda la energía generada por la central a los beneficiarios, podrían ser de interés para las empresas comerciales, sobre todo aquellas que ya ofrecen esquemas innovadores de financiamiento como el arrendamiento puro o financiero o los contratos de compraventa de energía (PPA por sus siglas en inglés). De acuerdo con el GIZ, 50% de las empresas que participaron en el Monitor de Información Comercial e índice de precios de generación distribuida en México ya ofrecen estos servicios a sus clientes. Como parte del estudio se identificó un universo de 2,000 empresas formales<sup>1</sup>, entonces se podría esperar que existan un gran número de potenciales interesados en ofrecer contratos de arrendamiento o PPA mediante el modelo colectivo (GIZ, 2020: 15). Para estas empresas, la posibilidad de diversificar las fuentes de ingresos del proyecto al incluir más de un usuario final y destinar parte de la energía generada para su venta a la red, podría aumentar el atractivo del modelo colectivo al disminuir el riesgo asociado a la falta de pago. Más aún, un menor riesgo podría abaratar el costo de los créditos para financiar los proyectos. Un asunto que sería clave dado que la gran mayoría de los integradores utilizan deuda para financiar la adquisición de los sistemas fotovoltaicos distribuidos que ofrecen a sus clientes (92% según el estudio de mercado de GIZ).

---

<sup>1</sup> Que cumpla alguno de los criterios usados: empresas integradoras con al menos 3 años de operación y con un mínimo de 500kWp instalados en el último año móvil (GIZ, 2020: 8).



Los beneficios potenciales de la GDC se suman a los que ya ofrece la generación distribuida independientemente de si es individual y colectiva: generación de fuentes de trabajo locales, aumento en la independencia energética, diversificación de la matriz energética a nivel local, aportación a la reducción de emisiones GE, ahorros en el costo de la energía eléctrica para los usuarios finales, así como disminución de los PML y de las pérdidas de energía en el sistema. En particular, se estima que la industria de generación distribuida podría aportar 150 miles de millones de pesos al Producto Interno Bruto (PIB) y una creación de 77,000 empleos directos e indirectos hacia 2024. Adicionalmente, tiene el potencial de evitar la emisión de 33 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente en el mismo período (Strategy& PwC México, 2018: 3 y 39). En este sentido, la generación distribuida contribuiría al cumplimiento de los compromisos climáticos que se ha planteado México, así como a las metas de generación de energía limpia definidas en la Ley de Transición Energética (DOF, 2015).

Con esto en mente, la GIZ desarrolló un modelo tecno-económico robusto para proyectos basados en la GDC con indicadores financieros sólidos para apoyar la implementación y desarrollo de generación distribuida con energías renovables con participación social hacia la transición energética. Este desarrollo se hizo en el marco del Programa de Apoyo a la Implementación de la Transición Energética en México que busca mejorar las condiciones marco para la implementación de la transición energética en las áreas de energías renovables y eficiencia energética en México a través de las siguientes líneas de acción: instrumentos de planeación, hojas de ruta, sistemas de gestión energética municipal, integración de energías renovables variables y generación distribuida.

En este documento se presenta el modelo desarrollado – que fue elaborado en Microsoft Excel y estará disponible para uso público a través de las redes del GIZ – así como un análisis de la viabilidad económica de proyectos de GDC hipotéticos desarrollados bajo los lineamientos establecidos en el Acuerdo aprobado por la CRE. Para esto, el capítulo 2 presenta un resumen de las condiciones impuestas a los proyectos de GDC en la regulación, destacando aquellas condiciones que fueron utilizadas para el diseño del modelo tecno-económico. En el capítulo 3 se describen los supuestos utilizados en este modelo, incluyendo los potenciales esquemas de negocio que podrían aplicar tanto en proyectos comerciales como comunitarios. Posteriormente, en el capítulo 4 se resumen las tendencias generales encontradas en la evaluación de diferentes configuraciones de proyectos de GDC, utilizando como ubicación de referencia la Ciudad de Mérida, Yucatán. Dicha información se amplía en el capítulo 5 mediante dos casos hipotéticos de estudio en contextos residenciales y comerciales, que permiten dimensionar el impacto regional al añadir como ubicación a la CDMX. Finalmente, en el capítulo 6 se resumen las conclusiones generales obtenidas del estudio.

Como se mencionó, el modelo desarrollado se basa en los lineamientos del Acuerdo aprobado por la CRE en 2019 aun cuando al momento de elaborar este reporte se encontraba pendiente su publicación en el DOF, es decir, que aún no entraba en vigor. No obstante, se cree pertinente la publicación de los resultados para mejorar el análisis de proyectos de GDC una vez se apruebe el Acuerdo, o bien, para proporcionar insumos objetivos para el desarrollo de un marco regulatorio efectivo para los proyectos de GDC en México si el Acuerdo propuesto no es publicado eventualmente.

## 2 Regulación de la GDC

Como en el esquema individual, los proyectos de GDC deben cumplir con las características impuestas a las centrales para calificar como generación distribuida. De estas, la más relevante es tener una capacidad menor a 500 kW (0.5 MW). Asimismo, deberán atender lo dispuesto en instrumentos regulatorios como el “Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW” (CRE, 2016) o las “Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (CRE, 2016). De igual modo, los proyectos de GDC tendrán los mismos derechos otorgados a todas las centrales distribuidas incluyendo la exención del permiso de la CRE para operar y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes generales de distribución y los mercados donde puedan vender su producción (artículos 17º y 68º de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF, 2014).

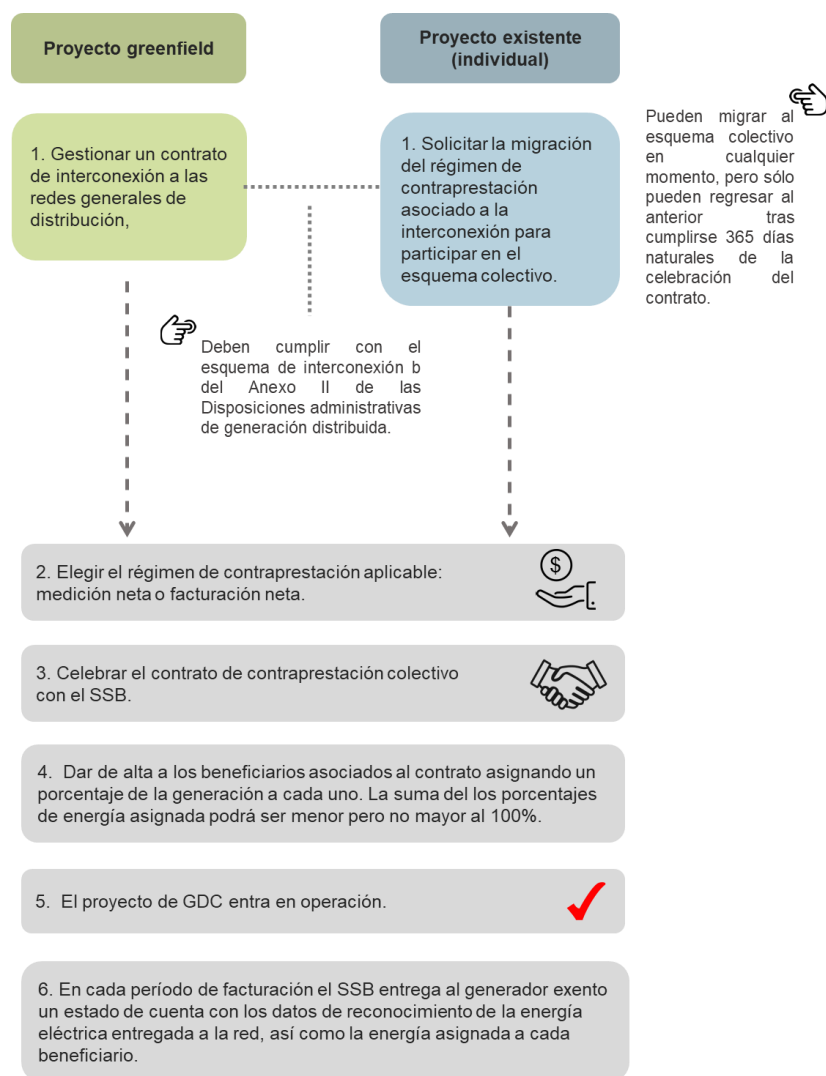
De manera específica para los proyectos de GDC, el Acuerdo establece que todos los usuarios finales que formen parte de un contrato de este tipo serán considerados como **beneficiarios** y deberán contar con un contrato vigente de suministro básico, en baja o media tensión, en modalidad de envío de aviso-recibo para poder ser parte de este. Es posible que un beneficiario asocie más de un centro de carga dentro del mismo contrato colectivo; a su vez, los beneficiarios pueden estar asociados a más de un contrato con el mismo u otro generador exento. También se permite que el generador exento se registre como beneficiario de su propio contrato de contraprestación colectiva. Adicionalmente, la regulación establece que todos los beneficiarios asociados deberán ser representados por el mismo SSB con el que el generador exento haya establecido el contrato de contraprestación colectivo<sup>2</sup>. Si se cumple con estos requisitos, no existe límite en el número de beneficiarios que pueden asociarse a un proyecto de GDC.

Es destacable que el Acuerdo otorga total libertad al generador exento para pactar, mediante un convenio particular con cada uno de los beneficiarios, los términos y condiciones aplicables para la asignación de la energía eléctrica. Entre otros aspectos dichos convenios podrán incluir las condiciones para mantener la condición de beneficiario y las condiciones de pago de los beneficiarios al generador exento, quien no está obligado a comunicar al SSB los detalles de sus convenios particulares. Estos lineamientos son un punto positivo de la regulación aprobada pues permitirán el desarrollo de esquemas de negocio como los incluidos en el modelo tecno-económico elaborado (y que serán descritos en el siguiente capítulo). Además de los contratos particulares entre generador exento y beneficiarios, para implementar un proyecto de GDC el generador deberá establecer un contrato de contraprestación colectiva con el SSB junto con los pasos generales presentados en la Figura 1.

**Figura 2: Proceso para el establecimiento de un proyecto de GDC**

---

<sup>2</sup> El Acuerdo permite que el generador exento establezca contratos con más de un SSB por lo que eventualmente podrían asociarse beneficiarios representados por distintos suministradores. No obstante, CFE Suministrador de Servicios Básicos es prácticamente el único que opera en territorio nacional hoy en día, por lo que esta opción no será explorada a fondo.



Fuente: elaboración propia con información del Acuerdo aprobado (CRE, 2019)

Como se observa en la figura, tanto los proyectos de GDC *greenfield*, es decir aquellos que comienzan desde cero, como los proyectos existentes de generación distribuida que deseen migrar al esquema colectivo deberán cumplir con el esquema de interconexión establecido en el esquema b del Anexo II de las DACG vigentes para las centrales eléctricas sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con **medición independiente**. Es decir, que el generador y los beneficiarios deberán tener un medidor fiscal para cada uno de ellos. En el esquema individual, se permiten esquemas de interconexión con medición compartida donde existe un intercambio de energía entre la central distribuida y el centro de carga detrás del medidor. Este arreglo puede ofrecer ventajas adicionales a los consumidores en categorías tarifarias con cargos basados en la demanda máxima registrada, aunque se debe contar con mediciones de generación y consumo de al menos un año para verificar si existe coincidencia entre ambas curvas (Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias [INEEL] e Iniciativa Climática de México [ICM], 2019: 30). En el esquema colectivo, esta no sería una posibilidad debido a la configuración de los esquemas de interconexión permitidos en el mencionado esquema b y que pueden ser consultados en el Anexo 1 de este reporte.

## 2.1 Regímenes de contraprestación

Respecto a los **regímenes de contraprestación** elegibles, se mantienen los disponibles para la generación distribuida individual – **medición neta** y **facturación neta** – exceptuando el régimen de venta total que es aplicable cuando no existe ningún centro de carga asociado a la central y, por lo tanto, queda fuera del alcance de los esquemas colectivos. La aplicación de ambas opciones se realiza para cada beneficiario utilizando su consumo y el porcentaje de energía que le fue asignado y siguiendo la metodología establecida en las DACG de generación distribuida, con algunas particularidades que serán explicadas a continuación. Es importante notar que el generador exento sólo puede elegir uno de los regímenes y este será aplicado por el SSB a todos los beneficiarios asociados a esa central distribuida.

En el caso de **medición neta**, las compensaciones se realizan de manera periódica – mensual o bimestralmente – restando la generación asignada (kilowatts-hora) del consumo (kilowatts-hora) de cada beneficiario. Cuando la generación asignada al beneficiario es mayor a su consumo se genera un crédito que puede ser utilizado en compensaciones futuras. En caso contrario, es decir que el consumo es mayor a la generación asignada, la diferencia es compensada con los créditos generados en los últimos 12 meses. De acabarse los créditos antes de compensar el excedente consumido, este es facturado al usuario según la categoría tarifaria en la que se clasifique. Cuando solo sea necesaria una parte de un crédito para compensar el excedente consumido, el resto podrá conservarse para ser aplicado en compensaciones posteriores. Si parte o la totalidad de un crédito no ha sido utilizado en 12 meses, es decir que existe un saldo a favor del beneficiario, éste será liquidado al generador exento al valor promedio simple del precio nodal registrado en la ubicación de la central.

Para los proyectos de **medición neta** en **baja tensión**, los créditos de energía son considerados equivalentes independientemente del mes u horario en el que fueron registrados, mientras que los proyectos en **media tensión** con beneficiarios con **tarifas ordinarias u horarias** deberán aplicar un factor de conversión cuando se hagan compensaciones usando créditos de meses u horarios diferentes. Debido a estas diferencias, el Acuerdo impone restricciones sobre el tipo de usuarios que pueden asociarse a un contrato de GDC bajo el régimen de medición neta según el nivel de tensión en que se encuentre interconectada la central y el grupo tarifario al que pertenezcan los beneficiarios. Dichas restricciones se resumen en la siguiente tabla considerando lo descrito en el Acuerdo y el esquema tarifario vigente para los usuarios de suministro básico:

**Tabla 1: Tipos de beneficiarios permitidos para las posibles configuraciones de proyectos de GDC bajo el régimen de medición neta**

Nivel de tensión	Grupo tarifario	Tipos de tarifas* que pueden asociarse a un mismo contrato
<b>Baja tensión</b>	Tarifas ordinarias.	Residenciales de alto y bajo consumo**, Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión (PDBT), Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión (GDBT), Riego Agrícola en Baja Tensión (RABT) y Alumbrado Público en Baja Tensión (APBT).
<b>Media tensión</b>	Tarifas ordinarias.	Alumbrado Público en Baja Tensión (APBT), Riego Agrícola en Media Tensión (RAMT) y Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Ordinaria (GDMTO).
<b>Media tensión</b>	Tarifas horarias.	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Horaria (GDMTH).

\*Las tarifas de Demanda Industrial en Subtransmisión (DIST) y Demanda Industrial en Transmisión no se incluyen al estar fuera del nivel de distribución donde se ubican los proyectos de GDC.

\*\*En las tarifas residenciales existen dos clasificaciones diferentes: la definida por la CRE (2018: 27) en su propuesta para las tarifas finales del suministro básico y la definida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) (DOF, 2017). En el reporte utilizaremos la segunda al ser la que utiliza el SSB de Comisión Federal de Electricidad (CFE) para facturar a los consumidores residenciales.

Fuente: elaboración propia con información del Acuerdo aprobado (CRE, 2019).

Adicionalmente, el Acuerdo establece que, para usar el régimen de medición neta, todos los beneficiarios asociados al contrato colectivo deberán tener un **punto de interconexión común** con la central distribuida con medición fiscal independiente como se requiere para el esquema colectivo. Es decir que deberán tener en común el punto eléctrico donde se delimita la frontera operativa y de responsabilidad entre estos y el distribuidor (es decir donde exista la interconexión a las redes generales de distribución). Esto limita los escenarios y espacios físicos donde sea factible aplicar el régimen de medición neta bajo el modelo de GDC aunque, como se verá más adelante, existen algunas opciones donde este arreglo pueda resultar factible.

En **facturación neta** no existe ningún tipo de restricción respecto a los tipos de tarifas que pueden asociarse a un mismo contrato de GDC pero si se indica que tanto los beneficiarios como la central deberán estar dentro de la misma Zona de Distribución. Para este régimen, la metodología consiste en calcular por un lado la contraprestación que corresponde a cada beneficiario por la venta a la red del porcentaje de energía que le fue asignada por el generador exento, siguiendo la fórmula usada en el régimen de venta total (Ecuación 1) y multiplicando el resultado por el porcentaje asignado. Por otro lado, el SSB calcula la factura aplicable a cada beneficiario según su consumo registrado en ese período y los cargos aplicables a la tarifa en la que se encuentre.

**Ecuación 1. Fórmula para calcular la contraprestación por venta total en el período de facturación “n” (CFn)**

$$CFn = \sum_{h=0}^n (EEGh * PMLh)$$

Dónde:

- EEGh: Energía eléctrica entregada en la hora h a las RGD en el período de facturación n.
- PMLh: Precio Marginal Local en la hora h en el nodo correspondiente al punto de interconexión de la central eléctrica durante el período de facturación n.

El Acuerdo parece indicar que el SSB hará el papel de *clearing house*, sustrayendo de la factura eléctrica de los beneficiarios la contraprestación aplicable. En caso de que el monto de la factura sea mayor a la contraprestación esta deberá ser liquidada por el beneficiario, mientras que en caso contrario el excedente será liquidado al generador exento, al tratarse de un saldo a favor del beneficiario. Esta información no ha sido corroborada con el regulador dado que el Acuerdo aún no es oficial, pero será considerada de esta manera en el modelo desarrollado para este estudio. Sobre todo, porque, de no ser así, no habría diferencia práctica entre el modelo de facturación neta para proyectos de GDC y conectar la central distribuida bajo el régimen de venta total – aplicable cuando no existe ningún beneficiario asociado a la central por lo que el generador exento únicamente inyecta su energía a las redes generales de distribución para recibir la contraprestación del SSB (mecanismo regulado en las DACG de 2017) – y repartir los ingresos generados entre un número de accionistas o cualquier otro ente involucrado en el proyecto.

Finalmente, vale la pena destacar que el generador exento tendrá la libertad de modificar el régimen de contraprestación aplicable a sus beneficiarios una vez transcurridos 365 días naturales contados a partir de la celebración del contrato.

## 2.2 Energía asignada y no asignada

Como se observa en la Figura 2 es necesario que el generador exento asigne un porcentaje de la energía generada por la central distribuida a cada uno de los beneficiarios asociados al contrato. Dicha energía será utilizada por el SSB para la aplicación del régimen de contraprestación elegido como se explicó en la sección anterior. No es posible que la suma de los porcentajes asignados sea mayor al 100% pero si pueden darse casos donde sea menor. En otras palabras, donde exista un porcentaje de energía que no ha sido asignada a ningún beneficiario. En este caso, independientemente del régimen de contraprestación que se haya elegido, el SSB liquidará esta energía al generador exento siguiendo la metodología de venta total. La siguiente tabla resume la metodología aplicable para cada porción de la energía generada por el proyecto según se trate de medición o facturación neta:

**Tabla 2: Metodologías aplicables a los conceptos asociados a un proyecto de GDC**

Concepto	Medición Neta	Facturación Neta
<b>Energía no asignada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Metodología de venta total (cada período de facturación).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Metodología de venta total (cada período de facturación).</li> </ul>
<b>Saldos a favor del beneficiario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Liquidación al PND promedio del período en que se generó (tras 12 meses de haber sido generado).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Metodología de venta total (cada período de facturación).</li> </ul>
<b>Saldos a favor del SSB</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Facturación del excedente de energía de acuerdo con la categoría tarifaria al que pertenezca cada beneficiario (cada período de facturación).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diferencia entre la facturación de acuerdo con la categoría tarifaria correspondiente y la contraprestación aplicable por la energía asignada a cada beneficiario (cada período de facturación).</li> </ul>

Fuente: elaboración propia con información del Acuerdo aprobado (CRE, 2019).

Cada mes, el generador exento puede modificar el porcentaje de energía asignado a los beneficiarios, de así requerirlo, junto con cualquier otra información. Asimismo, podrá incorporar o dar de baja nuevos beneficiarios con la misma periodicidad a través de la “Solicitud de Alta/Baja o Modificación de Beneficiarios” que establece el Acuerdo aprobado por la CRE. Adicionalmente, este instrumento regulatorio permite al SSB dar de baja de un contrato de contraprestación colectivo a aquellos beneficiarios cuyo contrato de suministro básico haya sido rescindido o terminado. De existir un saldo a favor de los beneficiarios en la situación mencionada, este será liquidado al generador exento. De manera similar, los beneficiarios que tenga suspendido el servicio de suministro básico por falta de pago o por irregularidades en sus instalaciones eléctricas no recibirán los beneficios de su contrato de GDC y la energía que tienen asignada será considerada por el SSB como no asignada, y liquidada al generador exento como tal.

## 2.3 Precios nodales aplicables

Para el régimen de facturación neta el Acuerdo actual establece que los PND horarios que deben aplicarse para el cálculo de los conceptos aplicables a este régimen (Ecuación 1) son los correspondientes al Mercado de Día en Adelanto (MDA) registrados en el NodoP Distribuido de

la zona de carga donde se encuentra ubicada la central eléctrica. Durante el proceso de consulta pública<sup>3</sup>, algunos actores habían señalado que esta indicación contravenía lo indicado en las DACG de generación distribuida que especifica que para esta metodología deberá aplicarse el PML “horario en el nodo correspondiente, en el momento en el cual se entregó la energía eléctrica a las redes generales de distribución” (CRE, 2017: 12). Basándose en esta redacción, los comentarios exponían que era más adecuado aplicar el PML en el NodoP del Mercado en Tiempo Real (MTR) y no el precio en el NodoP Distribuido (es decir, agregado por zona de carga) del MDA. No obstante, la redacción original de la propuesta se mantuvo por lo que para calcular la contraprestación de los proyectos de GDC bajo el régimen de facturación neta deberá aplicarse el valor del PND aplicable al proyecto.

Por el contrario, en medición neta, el Acuerdo no es específico sobre el valor de precios nodales que debe aplicarse para calcular la contraprestación por energía no asignada así como por los créditos no utilizados durante las compensaciones si no que hace referencia a lo indicado en las DACG de 2017. Estas, por su parte, indican que deberá utilizarse el precio en el nodo correspondiente al punto de interconexión de la central eléctrica distribuida (DOF, 2017: 10). Por lo anterior, se entiende que este corresponde al PML en el NodoP y no en el NodoP Distribuido (PND) pero no se tiene certeza de cual aplicará eventualmente el SSB pues la misma definición era usada para facturación neta en el esquema individual (DOF, 2017: 12). Esta falta de claridad ya había sido advertida desde el proceso de consulta pública y se recomienda, que una vez publicado en el DOF, se realice una “Solicitud de Confirmación de Criterio” a la CRE para tener certeza sobre el valor de precio local que deberá aplicar el SSB para cada concepto.

---

<sup>3</sup> Las propuestas regulatorias deben seguir un proceso de consulta pública según alcance y nivel de impacto. Parte de este proceso incluye publicar la propuesta en el portal de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) para recibir comentarios de las partes interesadas. El expediente del Acuerdo de GDC puede ser consultado en el siguiente vínculo: <http://187.191.71.192/portales/resumen/47035>

### 3 Modelo Tecno-económico

Para analizar la viabilidad económica de esquemas de negocio comunes bajo el modelo de GDC, se desarrolló un modelo en Microsoft Excel basado en los lineamientos regulatorios aprobados por el regulador y descritos en el capítulo anterior. Como restricciones generales, el modelo no permite analizar centrales con capacidad instalada mayor o igual a 500 kW<sub>p</sub> así como combinar usuarios fuera de los tipos permitidos para cada escenario de proyectos de GDC en el régimen de medición neta (ver Tabla 1). Para facturación neta, no existen restricciones en este sentido, siendo posible combinar beneficiarios de cualquier tipo de tarifa incluida en el modelo, es decir, domésticos, PDBT, GDBT, GDMTO y GDMTH. Las tarifas de riego agrícola y alumbrado público (APBT, APMT, RABT y RAMT) no fueron consideradas pues se espera que en primera instancia la gran mayoría de los proyectos de GDC se constituyan con usuarios residenciales y comerciales con sus respectivas tarifas. Los cargos aplicables para todos los tipos de tarifa corresponden a los valores aplicados y reportados por CFE Suministrador de Servicios Básicos en su sitio oficial. El modelo permite realizar un análisis de sensibilidad simple sobre cambios en las tarifas de suministro básico, definiendo un porcentaje de incremento anual que es aplicado a todos los cargos y tipos tarifarios por igual.

Para los beneficiarios residenciales, el diseño del modelo considera la clasificación final definida por la SHCP ya que es la que aplica CFE Suministrador de Servicios Básicos en la facturación de los consumidores domésticos. El modelo considera la última clasificación establecida en el “Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos” publicado en 2017 por la SHCP<sup>4</sup> y considera ocho tarifas posibles: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC. La tarifa DAC corresponde al consumidor doméstico de alto consumo, es decir cuyo consumo mensual promedio de los últimos 12 meses es superior al límite establecido según la temperatura media mínima en verano que se alcance en la región donde se aplicará la tarifa (y que también define la categoría para la tarifa de bajo consumo aplicable). Por ejemplo, en la Ciudad de Mérida, la tarifa de bajo consumo aplicable es la 1D, por lo que el límite de alto consumo es 1,000 kWh/mes; mientras que a la CDMX le corresponde la categoría tarifaria 1 con un límite de alto consumo de 250 kWh/mes, muy por debajo del de Mérida (DOF, 2017).

El modelo considera estas particularidades para prever si un usuario DAC será reclasificado a la categoría DOM al compensar su consumo mediante la metodología de medición neta, lo que disminuiría su promedio móvil. Esto es de suma importancia dado que existe una gran diferencia entre los cargos por energía consumida aplicables en ambos casos. Como se verá en el siguiente capítulo, esta es una de las razones por la que los proyectos que involucran usuarios DAC son muy atractivos económicamente.

Aunque el Acuerdo no impone restricciones en el número de usuarios que pueden ser asociados a un contrato de GDC, el modelo únicamente permite evaluar casos con máximo 20 beneficiarios. Es posible que existan casos – primordialmente bajo el régimen de facturación neta – donde pudieran asociarse números mayores de beneficiarios, pero se espera que sean minoritarios dado que lo más rentable es utilizar el modelo de medición neta que requiere un punto de interconexión común (como se verá en los siguientes capítulos). El modelo permite que los beneficiarios permanezcan asociados al contrato colectivo por cualquier número de años que se desee, aunque se esperaría que la mayoría de las empresas desarrolladoras busquen firmar contratos de largo plazo con los beneficiarios (15 o 20 años) para la seguridad de las inversiones. Es posible que los contratos particulares con los beneficiarios inicien en un mes diferente al mes de inicio de operaciones de la central distribuida, pero no podrán comenzar en una fecha anterior a este. El

---

<sup>4</sup> Este ha sufrido algunas modificaciones posteriores pero la clasificación se mantiene vigente.



modelo está programado para verificar que en ningún mes se haya asignado más de 100% de la energía generada a los beneficiarios.

A continuación se presenta la información que deberá ser introducida en el modelo tecno-económico para la evaluación de proyectos de GDC bajo diferentes escenarios de tipo y número de usuarios, capacidad de la central y costos de operación, la ubicación del proyecto (a través de la curva de generación esperada, los PND y los cargos tarifarios aplicables en la zona elegida), el esquema de negocio preferido y los parámetros financieros considerados. Asimismo, se dan indicaciones sobre las consideraciones realizadas para la evaluación de los casos hipotéticos que serán presentados en el Capítulo 5. No obstante, todos estos valores pueden ser modificados por cualquiera que desee utilizar el modelo para analizar un proyecto en particular.

### 3.1 Curvas de demanda

Para cada beneficiario asociado al contrato colectivo es necesario proporcionar el consumo esperado para cada mes de un año dentro del modelo. Este se solicita de manera agregada por mes, excepto para beneficiarios con tarifa GDMTH, cuyo consumo debe desagregarse por período horario (base, intermedio, punta). Para las tarifas con cargos por demanda máxima – GDBT, GDMTO y GDMTH – no es necesario proporcionar mediciones de este valor, pues el modelo calculará un aproximado utilizando la Ecuación 2. Las posibles diferencias en la demanda máxima mensual facturada solamente impactarán a los proyectos bajo el régimen de facturación neta pues en medición neta el impacto de asociarse a un contrato de GDC se ve reflejado únicamente en los cargos por energía consumida.

#### Ecuación 2. Fórmula para calcular la demanda máxima de los beneficiarios GDBT, GDMTO y GDMTH

$$Demanda = \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.}$$

Dónde:

- $Q_{mensual}$ : consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh.
- $d$ : días del período de facturación.
- $F.C$ : Factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo por el que se expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Finales que aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos (CRE, 2018).

Cuando se trate de usuarios de gran demanda, el modelo si requerirá proporcionar los valores mensuales de energía reactiva (kVarh) registrada mensualmente. Con estos calculará si existe una bonificación o penalización aplicable en la factura eléctrica siguiendo los lineamientos establecidos por CFE para este fin. Como sucede con los cargos por demanda máxima, estos valores impactarán en los flujos de efectivo de los proyectos de GDC bajo el régimen de facturación neta únicamente.

Para los casos hipotéticos analizados en este reporte, se utilizaron consumos promedios basados en las ventas internas de energía reportadas por CFE para cada grupo tarifario así como el número de consumidores registrados por tipo de tarifa a nivel nacional, ambos datos para el año 2016 están disponibles en el Sistema de Información en Energía (SIE)<sup>5</sup>. Como en ese año se utilizaba aún el esquema tarifario anterior se hizo una equivalente con las tarifas establecidas

---

<sup>5</sup> Sitio web: <http://sie.energia.gob.mx/>

para el esquema vigente de acuerdo con lo reportado por la CRE (2018: 27) en la “Memoria Documental de las Tarifas finales del Suministro Básico”. Por añadidura, se utilizó información de clientes reales para ajustar los consumos promedios obtenidos mediante esta metodología a los usuarios DAC, cuyas características varían regionalmente según el límite de consumo aplicable. Similarmente, se utilizaron facturas reales para construir los modelos de utilización de energía reactiva (kVarh) para los consumidores de gran demanda utilizados, así como para desagregar los consumos horarios de los beneficiarios GDMTH. Los valores resultantes de este ejercicio son presentados gráficamente en el Anexo 2 de este reporte.

### 3.2 Diseño y costos del sistema fotovoltaico

Para la elaboración de este reporte se utilizó un diseño estándar para sistemas fotovoltaicos de estructura fija y paneles monocristalinos (no obstante, esto puede ser modificado fácilmente si se desea analizar otras configuraciones). Es importante notar que **todos los costos se presentan en pesos mexicanos**. Además del costo de los módulos fotovoltaicos y la estructura de montaje fija, para calcular el costo de inversión por rango de capacidad se consideraron los siguientes componentes: inversores de corriente, cableados en corriente directa y cajas combinadoras, material eléctrico para interconexión (interruptores, centros de carga y circuito eléctrico), equipos de monitoreo y comunicación, así como gastos de interconexión. Dichos costos se basaron en los precios típicos encontrados en el mercado mexicano<sup>6</sup>, resultando los siguientes valores por kilowatt instalado:

Tabla 3: Costos de inversión calculados por rango de capacidad (\$/kWp)

Rango de capacidad:	Costo por kilowatt instalado (\$/kWp)
1.3-2.5 kW <sub>p</sub>	\$ 36,000.00
2.6-3.8 kW <sub>p</sub>	\$ 34,000.00
3.9-5.1 kW <sub>p</sub>	\$ 32,000.00
5.2-6.4 kW <sub>p</sub>	\$ 28,000.00
6.5-29.9 kW <sub>p</sub>	\$24,000.00
30-49.9 kW <sub>p</sub>	\$21,000.00
50-99.9 kW <sub>p</sub>	\$19,000.00
100-149.9 kW <sub>p</sub>	\$18,500.00
150-199.9 kW <sub>p</sub>	\$18,000.00
200-249.9 kW <sub>p</sub>	\$17,500.00

<sup>6</sup> Se agradece el apoyo del Ing. Luis Alfonso Uresti Baldazo para la elaboración del *benchmarking* de costos de sistemas fotovoltaicos distribuidos utilizados en este reporte, así como la valiosa información proporcionada para el diseño de un sistema fotovoltaico de referencia y el cálculo de la curva de generación esperada para cada una de las regiones analizadas.

Rango de capacidad:	Costo por kilowatt instalado (\$/kW <sub>p</sub> )
250-349 kW <sub>p</sub>	\$17,000.00
350-449.9 kW <sub>p</sub>	\$16,500.00
450-499.9 kW <sub>p</sub>	\$16,000.00

Fuente: elaboración propia basada en experiencia en el mercado mexicano

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) para centrales con capacidad instalada menor a 350 kW<sub>p</sub> se ajustaron a \$200.00 pesos por módulo o \$615.39 por kilowatt instalado considerando los costos ofrecidos por empresas que proporcionan este servicio en las ubicaciones analizadas en este reporte. Cabe destacar que el estudio de mercado desarrollado por GIZ encontró que las empresas mexicanas ofrecen dicho servicio a costos entre \$37 y \$28 dólares por kilowatt (GIZ, 2020: 12), es decir, \$920.53 y \$671.38 y pesos al tipo de cambio actual. Dado que el tipo de cambio se encuentra actualmente en valores muy altos comparados con el histórico reciente, se considera que el precio aplicado en este reporte se encuentra dentro del rango esperado al ser cotizado a finales de 2019 en pesos mexicanos.

Finalmente, para las plantas con capacidad instalada igual o mayor a 350 kW<sub>p</sub> el modelo considera los costos de O&M de las plantas *in situ*. Además, se considera que estas instalaciones requieren de servicios adicionales para garantizar su seguridad, lo que suele ser un requisito para la contratación de seguros contra siniestros que algunas instituciones crediticias solicitan para financiar proyectos de estas capacidades. Considerando datos de proyectos reales dentro de esta escala, se consideró un costo fijo inicial por el concepto de seguro de 1.5% el valor de inversión inicial, así como los siguientes costos variables para las plantas en esta escala:

**Tabla 4: Costos O&M considerados en plantas con capacidad igual o mayor a 350 kW<sub>p</sub> (\$)**

Concepto	Monto anual	Descripción
<b>Seguridad</b>	\$180,000.00	Se consideran 2 elementos de seguridad con un sueldo mensual cada uno de \$7,500 pesos.
<b>Mantenimiento preventivo</b>	\$30,000.00	Se consideran 2 visitas técnicas por año realizadas por especialistas (\$15,000 cada visita)
<b>Mantenimiento correctivo</b>	\$15,000.00	Se considera una visita técnica por año, en el caso de un evento mayor que no pueda ser resuelto por el personal de seguridad.

Fuente: elaboración propia basada en experiencias en el mercado mexicano

### 3.3 Curvas de generación

El modelo calcula la generación horaria esperada para la central distribuida considerando dos parámetros primordialmente: la curva de eficiencia de los paneles utilizados en el proyecto y la curva de generación horaria proyectada para la una central de 1 kW<sub>p</sub> en el sitio donde se ubicará el proyecto. Para los análisis efectuados en este reporte, se utilizó la curva de eficiencia proyectada para los paneles monocristalinos Cheetah 72M 380-400 Watt de la marca Jinko Solar (las especificaciones del fabricante pueden consultarse en el Anexo 3). Estos consideran una eficiencia inicial de 97.5% y una pérdida de eficiencia anual promedio de 0.6%.

Por su parte, la curva de generación para los sitios analizados en este reporte se calculó mediante una simulación en Microsoft Excel utilizando los perfiles de irradiación y de temperatura para cada hora del año proporcionadas por el sitio Nasa Power<sup>7</sup> que contiene bases de datos solares y meteorológicos obtenidos por la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio de EE.UU. (Nasa por sus siglas en inglés). Estos resultados fueron comparados con los ofrecidos por la base de datos del sitio Renewables Ninja<sup>8</sup>, desarrollado por investigadores de ETH Zürich e Imperial College London, así como con proyecciones realizadas mediante el software Helioscope<sup>9</sup>, encontrándose en rangos similares.

### 3.4 Esquemas de negocio considerados

En el diseño de modelo tecno-económico se tomaron en cuenta los esquemas de negocio descritos en la Figura 1. El esquema de **autoconsumo** puede ser seleccionado directamente en el modelo. En este caso se asume que los beneficiarios recibirán la energía eléctrica de la central sin costo. Los ahorros proyectados en la factura eléctrica de los usuarios son considerados como flujos positivos y sumados a los flujos netos del proyecto con los que se calculará la rentabilidad de este. En caso de existir ventas de energía no asignada o pagos por excedentes no compensados, estos son considerados ingresos del proyecto que en un caso práctico podrían utilizarse para repagar un crédito o regresar parte de la inversión realizada a los beneficiarios.

De mismo modo, es posible modelar escenarios de **arrendamiento** o **PPA** de manera directa en la plantilla de Excel. Para este caso se permite asignar un costo fijo mensual, una tarifa variable por kilowatt-hora entregado a los beneficiarios, o una combinación de ambos. El modelo permite asignar costos diferentes según el tipo de tarifa de los beneficiarios, pero no puede personalizarse para cada beneficiario individualmente. En este modelo, el generador exento recibirá ingresos mediante tres posibles vías: los pagos de los beneficiarios por el servicio de suministro eléctrico, la contraprestación por la energía no asignada a la red y la contraprestación por saldos no compensados. El esquema de **renta de espacio** no se encuentra explícitamente definido en el modelo tecno-económico pero puede plantearse utilizando uno de los esquemas de arrendamiento o PPA, asignado un costo nulo por concepto de renta fija o tarifa variable; ya que el modelo de negocio es equivalente mientras se incluya el pago fijo por la renta del espacio, el cual puede ser incluido como un costo anual recurrente en la pestaña de costos del modelo. Para este modelo los ingresos serán únicamente la contraprestación por energía no asignada, y en algunos casos, la contraprestación por saldos no compensados por los beneficiarios según lo que defina el acuerdo contractual entre el generador exento y el dueño del espacio donde se localice la central.

### 3.5 Parámetros financieros

Dado que un gran número de empresas desarrolladoras de proyectos de generación distribuida utiliza créditos como medio de financiamiento – 92% según el estudio de mercado del GIZ (GIZ, 2020: 15) – el modelo permite incluir esta opción de financiamiento de proyecto además de la inversión propia (capital propio). Por ahora el modelo únicamente permite evaluar una fuente crediticia, aunque es posible que en proyectos distribuidos de mayor escala (arriba de 1MW) se

---

<sup>7</sup> Sitio web: <https://power.larc.nasa.gov/>

<sup>8</sup> Sitio web: <https://www.renewables.ninja/about>

<sup>9</sup> Sitio web: <https://www.helioscope.com/>

utilice más de una. Cuando se utilice un crédito, el modelo requiere de los siguientes valores: porcentaje de la inversión que es financiado mediante deuda, tasa de interés anual fija sobre saldos insolutos y plazo del crédito (el repago del crédito será definido como una cantidad anual basada en el monto de deuda y el plazo definido).

Adicionalmente, el modelo permite definir la inflación anual a la que crecerán los costos variables asociados al proyecto, así como la tasa de descuento que se utilizará para calcular el Valor Presente Neto (VPN) esperado para cada escenario. De igual forma, es posible definir el porcentaje de la inversión sujeta a depreciación y el período en el que será aplicado (se utiliza el método de depreciación en línea recta y lo dispuesto en la Ley de ISR de depreciación acelerada para equipos de energía renovable).

### 3.6 Proyección de precios de NodoP Distribuido

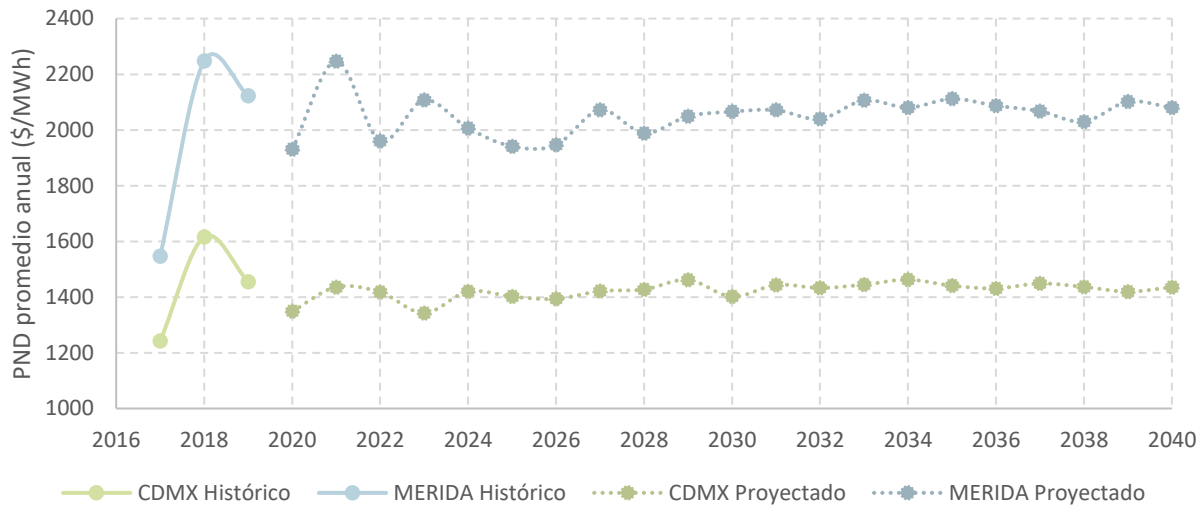
Los PND horarios del MDA para los NodosP Distribuidos en las ubicaciones analizadas fueron obtenidos a través del Servicio WEB PEND<sup>10</sup> proporcionado por el Centro Nacional de Control en Energía (Cenace). Mediante un código desarrollado en el software de acceso libre se descargaron los datos desde enero de 2016, cuando inició operaciones el MDA en el Sistema Interconectado Nacional, hasta diciembre de 2019. Dichos datos fueron utilizados para entrenar un modelo de red neuronal *Long Short Term Memory* (LSTM) – desarrollado utilizando la librería de aprendizaje profundo (*deep learning*), Keras<sup>11</sup>, disponible dentro del software Python – con el que se proyectaron los PND horarios para 21 años. Las estructuras de redes neuronales (como las redes LSTM) han demostrado ser una alternativa eficiente para la construcción de modelos complejos basados en series de tiempo como los precios de la energía eléctrica (Lago, De Ridder y De Schutter, 2018). La explicación de la teoría detrás de los modelos LSTM sale del alcance de este reporte, pero los interesados podrán encontrar diversos ejemplos en la literatura científica. El PND anual promedio obtenido para la Ciudad de Mérida mediante el modelo de LSTM desarrollado se presenta en la siguiente gráfica:

---

<sup>10</sup> Sitio web: <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

<sup>11</sup> Sitio web: <https://keras.io/>

**Figura 3: PND anuales promedio resultado de la proyección realizada para la Ciudad de Mérida y la CDMX (\$/MWh)**



Fuente: elaboración propia

La gran variabilidad observada en los primeros años de la proyección para Mérida se explica por los cambios observados en los datos históricos registrados en los primeros años del MDA, particularmente con la subida de precios registrados en 2018 que fue mucho más pronunciada para esta zona que para la zona de distribución evaluada en CDMX (Valle de México Centro). La proyección de precios obtenida es utilizada por el modelo para el cálculo de todos los conceptos asociados a los PND registrados en la ubicación del proyecto, aun cuando existe la posibilidad de que algunos sean calculados usando los PML del NodoP y no el NodoP Distribuido. De cualquier manera, no se observaron grandes diferencias entre ambos precios en las ubicaciones analizadas, aunque este podría no ser el caso en otros nodos o en el futuro según cambien las condiciones de la red.

## 4 Tendencias Generales

El modelo descrito en la sección anterior se utilizó para analizar una serie de 192 escenarios (96 bajo el régimen de medición neta y 96 bajo el de facturación neta) buscando analizar el impacto de cambios en las siguientes variables: régimen de contraprestación elegido, número y tipo de beneficiarios asociados al contrato, capacidad instalada de planta y porcentaje de energía total asignada a los beneficiarios (ver Tabla 5). En todos los casos los parámetros financieros, los asociados a la curva de generación esperada, PND proyectados y demanda por tipo de beneficiario se mantuvo constante según lo explicado en el capítulo anterior para la Ciudad de Mérida. Asimismo, se decidió realizar la totalidad de escenarios con el esquema de negocio de **autoconsumo** y con financiación propia (es decir sin utilizar créditos).

**Tabla 5. Parámetros analizados en los 192 escenarios propuestos**

Parámetro	Datos variables
<b>Régimen de contraprestación.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facturación neta.</li> <li>• Medición neta.</li> </ul>
<b>Número de beneficiarios asociados al contrato.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2</li> <li>• 5</li> <li>• 10</li> </ul>
<b>Grupos de beneficiarios (categoría tarifaria).</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Doméstico de bajo consumo (DOM).</li> <li>• Doméstico de alto consumo (DAC).</li> <li>• Comercial en baja tensión y pequeña demanda (PDBT).</li> <li>• Comercial en baja tensión mixto (PDBT, GDBT).</li> <li>• Mixto en baja tensión con bajo consumo (PDBT, DOM).</li> <li>• Mixto en baja tensión con alto consumo (DOM, DAC).</li> <li>• Comercial en media tensión ordinaria (GDMTO).</li> <li>• Comercial en media tensión horaria (GDMTH).</li> </ul>
<b>Capacidad instalada de planta.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 kWp.</li> <li>• 25 kWp.</li> <li>• 50 kWp.</li> <li>• 100 kWp.</li> <li>• 150 kWp.</li> <li>• 250 kWp,</li> <li>• 500 kWp.</li> </ul>
<b>Porcentaje de energía asignado.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 100%</li> <li>• 80%</li> <li>• 60%</li> <li>• 40%</li> </ul>

Fuente: elaboración propia

De los resultados obtenidos en el análisis de los escenarios se obtienen una serie de hipótesis sobre las tendencias generales que se esperaba encontrar en los proyectos de GDC



desarrollados bajo las condiciones regulatorias y de mercado actuales. Dichas hipótesis serán posteriormente analizadas en dos casos de estudio específicos cuyos resultados serán presentados en el siguiente capítulo. En estos también se probará su aplicación en una ubicación distinta a la Ciudad de Mérida, permitiendo observar el impacto de las variables regionales – curva de generación, PND y cargos tarifarios aplicables – en los proyectos.

## 4.1 Régimen de contraprestación recomendado

De manera general se observa que el régimen de contraprestación de medición neta ofrece mejores indicadores financieros para los proyectos de GDC – Plazo de Recuperación Simple de la Inversión (PBT por sus siglas en inglés), Tasa Interna de Retorno (TIR) y VPN – que el de facturación neta. Esto es consistente por lo observado en otros estudios para el caso de la generación distribuida individual. Por ejemplo, un estudio del Laboratorio de Energía Renovable de EE.UU. (NREL) encontró que el régimen de medición neta permitía recuperar la inversión inicial tres años antes que usando facturación neta para usuarios domésticos de bajo consumo y entre 1 a 2 años más rápido para los usuarios de alto consumo (Tabla 6).

**Tabla 6. PBT (años) de proyectos de generación distribuida individual según el nivel de consumo del beneficiario doméstico, la ubicación del proyecto y el régimen de contraprestación**

Ciudad	Doméstico Bajo Consumo			Doméstico Alto Consumo		
	Medición Neta	Facturación Neta	Venta Total	Medición Neta	Facturación Neta	Venta Total
Tijuana	14	19	27	10	13	27
Monterrey	16	20	24	14	16	24
Guadalajara	13	15	17	9	10	17
Mérida	16	17	18	14	15	19
CDMX	13	16	19	11	12	19

Fuente: elaboración propia con datos de NREL (2018: 3)

No obstante, debe considerarse que en el modelo colectivo la diferencia entre los dos regímenes es aún mayor para todas las tarifas, pero sobre todo para los beneficiarios DAC (por la posibilidad de reclasificarse como usuario de bajo consumo) dado que solo pueden utilizarse esquemas de medición independiente sin posibilidad de intercambios de energía detrás del medidor. Es decir, que las únicas disminuciones en el consumo eléctrico de los usuarios serán las que resulten de las compensaciones hechas por el SSB según el régimen elegido (que en facturación neta depende únicamente de la proporción asignada de ingresos por venta a la red). En el esquema individual con medición compartida, sí existe la posibilidad de que el usuario disminuya los cargos aplicables por su consumo eléctrico (\$/kWh) al cubrir parte de su demanda directamente con la energía producida por la central fotovoltaica incluso bajo el régimen de facturación neta, volviéndolo más rentable que en el colectivo.

De manera práctica, el régimen de facturación neta en el esquema colectivo de autoconsumo resulta similar a aplicar el régimen de venta total y repartir un porcentaje de las ganancias



generadas a cada uno de los beneficiarios asociados (según el porcentaje de energía que tenga asignado). Por esta razón, es que los PBT para este modelo son mucho menos atractivos que los de medición neta – donde si existe una compensación energía consumida/energía asignada que reduce los cargos aplicables por este concepto y que son superiores a los PND registrados en el sitio estudiado – y se parecen más a los obtenidos por NREL para el régimen de venta total en el esquema individual. Incluso en la Ciudad de Mérida que tiene precios de Nodop Distribuido por encima de otras regiones, los PBT obtenidos en todos los casos fueron mayores a 16 años (considerando una inflación anual del 3% y depreciación del 100% del valor del activo en un período de 10 años). Por otro lado, en medición neta, se encontraron escenarios con plazos de recuperación por debajo de los 10 años (incluso menores a 5 años si no se contempla la depreciación).

## 4.2 Consumidores que ofrecen mayor rentabilidad

Considerando las características de la facturación neta bajo el modelo colectivo, no se perciben impactos respecto al tipo de beneficiarios asociados al contrato colectivo bajo el esquema de autoconsumo. En los esquemas de arrendamiento/PPA si pudiera existir un impacto, aunque estaría mejor relacionado con el nivel del consumo del beneficiario y el porcentaje de energía asignado que con el tipo de tarifa *per se*, como será explicado en la siguiente sección.

En medición neta, en cambio, la selección del tipo de beneficiarios asociados al proyecto sí tiene un impacto considerable sobre la rentabilidad del proyecto ya que se relaciona con el valor de los cargos aplicables por energía consumida. Para el modelo de autoconsumo, los usuarios de categorías tarifarias con cargos variables de mayor valor obtendrán mayores beneficios de los proyectos de GDC bajo el régimen de medición neta pues las compensaciones se realizarán entre kilowatts-hora consumidos y kilowatts-hora generados independientemente de los costos de producción o suministro. Este mecanismo permitirá mayores ahorros a aquellos usuarios con cargos más altos por energía variable (DAC y PDBT) por el mismo costo de inversión inicial. Adicionalmente los usuarios DAC tienen una característica particular al poder reclasificarse a una tarifa subsidiada si su consumo promedio móvil se encuentra por debajo del límite de alto consumo establecido por la SHCP para su zona, lo que permitiría ofrecer mejores condiciones con una menor cantidad de energía asignada.

En los esquemas de arrendamiento/PPA y renta de espacio (este último solo si el generador cobra a uno o más de los beneficiarios por la energía entregada) estas tarifas serán también ventajosas pues permitirán a los generadores exentos ofrecer el servicio a un mayor costo sin dejar de otorgar beneficios económicos a sus clientes en comparación a los costos del suministro básico. Por ejemplo, un generador exento podrá ofrecer a sus usuarios DAC un precio por kilowatt-hora apenas por debajo del ofrecido por CFE, mientras que los usuarios DAC podrán contratar solo la energía necesaria para reclasificarse en el grupo de bajo consumo, obteniendo un descuento adicional sobre su tarifa eléctrica vía el SSB. Esto haría al servicio altamente atractivo para el consumidor<sup>12</sup> aún si a primera vista pareciera solo un pequeño ahorro, no obstante, hacer ver este beneficio claro a los usuarios representará un reto para la estrategia comercial del generador exento. Por otro lado, el desarrollador puede agregar un mayor número de usuarios si las condiciones lo permiten aumentando sus ingresos por ventas de energía, o disminuir el

---

<sup>12</sup> Este mecanismo podría tener un efecto indeseable sobre las finanzas públicas al aumentar la base de consumidores sujetos al subsidio eléctrico, pero su potencial impacto en este sentido sale del alcance de este proyecto por lo que no será evaluado más a detalle.

tamaño de recibiendo un pago atractivo por cada kilowatt-hora generado y recuperando más rápidamente su inversión.

Dentro de los tipos de beneficiarios evaluados para proyectos de medición neta se encontró que el mayor potencial de rentabilidad lo ofrecen los usuarios DAC y PDBT (ofreciendo períodos de recuperación de la inversión simple menores a 15 años bajo los parámetros analizados), lo que también es consistente con las tendencias observadas en el mercado actual de generación distribuida. Por ejemplo, un estudio realizado por la Asociación de Bancos de México (ABM) e ICM (2017: 38) encontró que el potencial de financiamiento que representa el mercado de generación solar distribuida en México (4,210 MW) se concentra actualmente en proyectos para consumidores residenciales DAC (528.15 MW) y pequeñas y medianas empresas del sector comercial de PDBT<sup>13</sup> (3,682 MW).

El mismo estudio encontró que en el mediano plazo la generación solar distribuida podría resultar atractiva para los consumidores GDBT y GDMTO<sup>14</sup>, ofreciendo un potencial de mercado de 339.79 MW y 4,033 MW respectivamente (ABM e ICM, 2017: 38). En el análisis efectuado en este reporte para la Ciudad de Mérida se encontró que para los perfiles de consumo modelados sí es posible encontrar escenarios de GDC en medición neta que ofrezcan un nivel aceptable de rentabilidad para este tipo de beneficiarios pero con PBT mayores que aquellos con tarifas DAC o PDBT. Estos hallazgos coinciden con los resultados obtenidos por INEEL e ICM (2019: 46) para el esquema de generación distribuida individual en pequeñas y medianas empresas. Dicho análisis reportó que todos los proyectos evaluados en consumidores con tarifa PDBT resultaban económicamente viables debido a que el costo nivelado de la energía generada por el sistema solar fotovoltaico era más bajo que el cargo por la energía de suministro básico. En el caso de consumidores GDBT y GDMTO, la mayoría de los proyectos analizados por INEEL e ICM resultaron rentables, aunque en menor proporción que los proyectados para usuarios PDBT.

En el caso de los beneficiarios GDMTH, no se encontraron escenarios rentables con el perfil de consumo modelado en este estudio. No obstante, se probó un perfil de demanda diferente basado en consumos de un inmueble perteneciente a una institución académica, obteniéndose mejores resultados de PBT, VPN y TIR. Dado que los precios de la energía para la tarifa GDMTH depende del período en el que fue consumida la energía, es posible que la rentabilidad de un proyecto de GDC con beneficiarios GDMTH varíe de manera importante según el comportamiento energético de sus usuarios. De hecho, se encontraron casos en la literatura de generación distribuida individual donde resulta factible para usuarios GDMTH la instalación de un sistema fotovoltaico distribuido. Por ejemplo, el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE, 2019: 180-182) reportó un caso así para una empresa textil en Puebla con tarifa horaria en media tensión (antes HM, ahora GDMTH), que instaló un sistema solar distribuido de 499.9 kW<sub>p</sub>, recuperando la inversión en menos de 10 años con los parámetros financieros ofrecidos por FIDE y un incentivo energético adicional correspondiente al 10% de la inversión inicial (calculada en \$12.05 millones de pesos).

Empero, para consumidores con gran demanda – GDBT, GDMTO y GDMTH – cuyas tarifas tienen cargos asociados a la demanda máxima registrada es probable que existan mayores beneficios en el régimen individual según el nivel de concordancia entre sus picos de demanda y la curva de generación del sistema fotovoltaico. Como se explicó en el capítulo 2, es posible que en algunos casos donde exista intercambio de energía entre la central distribuida y el usuario detrás del medidor fiscal, estos podrían reducir su demanda máxima registrada además de su consumo energético lo que traería beneficios económicos adicionales y haría más rentable el

---

<sup>13</sup> Anteriormente Tarifa 2.

<sup>14</sup> Anteriormente Tarifa 3 y Tarifa OM, respectivamente.

proyecto. De hecho, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE, 2014) reconoce que una de las aplicaciones de la generación distribuida (que puede incluir una unidad de almacenamiento energético) para usuarios con grandes consumos es el suministro de carga en punta con el propósito de evitar el consumo en horarios con costos de energía más altos y disminuir la demanda máxima registrada por el usuario. Más aún, el hecho de que la demanda de energía de estos beneficiarios es mayor a la de otros analizados – DOM, DAC y PDBT – hace que los beneficios de compartir un solo sistema sean menos atractivos que para los de menor demanda (que pueden aprovecharse de las economías de escala al invertir en un proyecto más grande del que necesitarían para cubrir únicamente sus necesidades).

Respecto a la tarifa DAC, las tendencias identificadas son positivas para el desarrollo de proyectos de GDC pues aunque los usuarios DAC representan apenas el 1.2% de los usuarios domésticos (Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C, 2019: 7), estos son consumidores de alto poder adquisitivo que usualmente pertenecen al perfil preferente de banca comercial, a la banca patrimonial o banca de inversiones, lo que facilita su acceso a fuentes de financiamiento para la adquisición de sistemas fotovoltaicos distribuidos, o bien, los hace clientes más seguros bajo los modelos de arrendamiento o PPA. Asimismo, destaca que el mayor número de consumidores DAC se concentra (en orden descendente) en los estados de CDMX, Estado de México, Jalisco, Baja California y Veracruz (AMB e ICM, 2017: 41). Dado que en los primeros existe una alta densidad demográfica se considera factible la existencia de inmuebles donde coexista – es decir, comparta punto de interconexión común – más de un beneficiario DAC, o bien, un beneficiario DAC con algún consumidor de otro grupo tarifario. Los escenarios probados en este estudio muestran que es posible asociar otros grupos tarifarios en baja tensión, DOM o PDBT, a un proyecto donde exista un usuario DAC sin disminuir grandemente la rentabilidad del proyecto.

Por su parte, los usuarios PDBT representan únicamente el 13.5% del consumo eléctrico de las tarifas no domésticas analizadas (PDBT, GDBT, GDMTO y GDMTH) pero agrupan el 92% del total de consumidores dentro de estas categorías (INEEL e ICM, 2019: 6). En su mayoría, estos consumidores pertenecen al sector servicios, y se trata de inmuebles como restaurantes, oficinas, tiendas, etcétera. En este caso, existen seis estados que en conjunto concentran el 50% de consumidores PDBT, en (orden descendente) estos son el Estado de México, CDMX, Jalisco, Veracruz, Puebla y Michoacán (AMB e ICM, 2017: 43). Como se explicó para los consumidores DAC, el hecho de que el Estado de México y CDMX tengan una alta densidad de población, favorece el hecho de que existan escenarios donde sea aplicable la GDC bajo el régimen de medición neta. No obstante, por las características de los usuarios PDBT es posible que existan mayores posibilidades de encontrar situaciones donde más de uno de estos compartan punto de interconexión común, por ejemplo, en plazas comerciales.

### **4.3 Optimizar capacidad instalada y porcentaje de energía asignada**

Los resultados obtenidos de este análisis muestran que sobredimensionar las centrales distribuidas con el objetivo de vender los excedentes a la red es menos rentable que ajustar la capacidad instalada a las necesidades energéticas de los beneficiarios bajo el régimen de medición neta. Similarmente, es **recomendable asignar el porcentaje de energía acorde a la demanda del beneficiario pues en los escenarios probados resulta menos rentable recibir el pago por los excedentes no utilizados al precio nodal promedio que no asignar esa energía extra y recibir la contraprestación con el costo horario de la energía**. El porcentaje de energía que óptimamente se deberá asignar dependerá del tipo de tarifa que tenga el beneficiario y el perfil de consumo de este.

En el esquema individual se ha identificado que para los beneficiarios DAC es altamente rentable invertir en sistemas fotovoltaicos distribuidos que les permitan reducir su consumo eléctrico registrado y reclasificarse a la tarifa de bajo consumo, cuyos cargos por energía consumida son mucho menores al estar subsidiadas por el gobierno mexicano. En algunos casos, los cargos por energía consumida en la tarifa DAC pueden ser hasta cinco veces más altos que en la tarifa de bajo consumo; esta característica hace que para los beneficiarios DAC sea más atractivo invertir en modelos que les aseguren el porcentaje de energía justo para reclasificarse a la tarifa DOM pues, una vez subsidiados, les es más rentable pagar la tarifa de suministro básico que los costos asociados a un sistema fotovoltaico distribuido (ABM e ICM, 2017: 48 y 49). De manera similar, en los **esquemas colectivos con usuarios DAC, lo óptimo desde el punto de vista económico es dimensionar los sistemas según la demanda de los usuarios que se tenga pensado asociar y asignarles el porcentaje de energía que les permita reclasificarse a la tarifa subsidiada** (lo que dependerá de los hábitos de consumo de los usuarios y el límite impuesto por la SHCP para los usuarios de alto consumo en la región donde se ubique el proyecto). De esta manera, el generador exento podrá minimizar la inversión inicial requerida y maximizar el ingreso por cada kilowatt-hora generado sin que el consumidor deje de percibir ahorros en sus factura eléctrica como ya se explicó anteriormente.

Por el contrario, en el caso de **esquemas colectivos con usuarios PDBT, los escenarios analizados indican que es recomendable asignar un porcentaje de energía que cubra la totalidad o la mayor parte de su consumo eléctrico**, lo que también sucede en el esquema individual (ABM e ICM, 2017: 54). Algunos estudios sobre el esquema individual han encontrado que la capacidad típica que requiere un usuario PDBT se encuentra entre 1.3 kW<sub>p</sub> y 3.2 kW<sub>p</sub> para sistemas fotovoltaicos distribuidos (INEEL e ICM, 2019: 28), lo que daría una indicación de la capacidad requerida para sistemas de GDC dependiendo el número de beneficiarios incluidos. De hecho, en los escenarios analizados se obtuvieron mayores tasas de rentabilidad cuando existía una relación similar entre el número de beneficiarios PDBT y la capacidad instalada. Por ejemplo, el escenario de medición neta y autoconsumo con cinco usuarios PDBT y una planta de 10 kW<sub>p</sub> resultó uno de los más rentables, lo que sería análogo a que cada usuario PDBT invirtiera en un sistema individual de 2kW<sub>p</sub>, valor que se ubica dentro del rango mencionado. Sin embargo, es posible que este rango varíe si los beneficiarios tienen consumos fuera de la tendencia general, por lo que siempre deberá efectuarse una evaluación de la demanda energética de los potenciales usuarios antes de decidir el tamaño de la central.

Finalmente, en facturación neta se encontró que lo más rentable es maximizar la capacidad de la planta con el objetivo de aprovechar las economías de escala en la procura de los sistemas fotovoltaicos, así como en los costos de instalación y O&M. Esto es esperado pues al disminuir los costos por kW<sub>p</sub> instalado aumenta la rentabilidad de los proyectos bajo este régimen. Empero, como ya se mencionó, los proyectos de GDC bajo el régimen de facturación neta son de entrada menos rentables que los de medición neta. Sin embargo, con las restricciones impuestas en la regulación aprobada por la CRE, los potenciales casos de aplicación bajo el régimen de medición neta colectivo serán limitados. No obstante, existen algunos contextos donde podría hallarse un potencial importante de aplicación; por ejemplo, en ciudades con gran densidad de población y donde exista un número importante de inmuebles verticales donde cohabiten un número considerable de viviendas, oficinas o comercios con un punto de interconexión común. Este es el caso de CDMX, uno de los dos escenarios que serán evaluados en la siguiente sección con el objetivo de ampliar los resultados de este análisis general, así como demostrar el uso del modelo de análisis tecno-económico desarrollado en dos casos hipotéticos que pudieran replicarse en la realidad. Además, los casos hipotéticos permitirán probar su pertinencia en otra ubicación – es decir, CDMX además de Mérida– con el objetivo de observar el impacto de las variables regionales que no han sido incluidas en este primer análisis (PND, curva de generación y cargos tarifarios aplicables).

## 5 Casos de estudio

Considerando las tendencias generales descritas en la sección anterior, se decidió explorar la aplicación del modelo tecno-económico en dos situaciones hipotéticas, una bajo un contexto residencial y otra comercial. En ambos casos, las situaciones fueron probadas en dos ubicaciones diferentes para comparar el impacto que las variables regionales tienen en la viabilidad de los proyectos. Las ubicaciones elegidas para este fin fueron la Ciudad de Mérida en el estado de Yucatán y la delegación Benito Juárez en la CDMX<sup>15</sup>. En ambos casos se obtuvo la proyección de PND horarios y la curva de generación esperada usando la metodología descrita en el capítulo 3, además de los cargos tarifarios aplicables a cada una de las regiones (estos pueden ser consultados en el Anexo 4). Estas tres son las únicas variables del modelo afectadas por la ubicación del proyecto, por lo que los demás parámetros serán iguales para ambas zonas según la situación hipotética estudiada. Respecto a los parámetros financieros y referentes a los contratos con los beneficiarios en todos los casos se considerarán los siguientes valores:

- Se considera una depreciación de 100% del costo total del activo en un período de 10 años. Asimismo, los resultados financieros presentados incluyen el costo de Impuesto Sobre la Renta (ISR). El Impuesto al Valor Agregado no es incluido en ninguno de los flujos por lo que no se toma en cuenta.
- Al incluir la depreciación el modelo considera el estímulo fiscal indicado en el artículo 34º, fracción XII de la Ley del Impuesto Sobre la Renta (DOF, 2013) que permite depreciar el 100% del valor del activo de energía renovable sobre la base gravable de impuestos siempre que este se mantenga en operación al menos cinco años.
- Inflación del 3% anual, lo que impactará en los costos de O&M considerados.
- Crecimiento anual de las tarifas finales de suministro básico igual a la inflación anual.
- Contratos de 20 años iniciando al mismo tiempo que inicia operaciones la central distribuida (enero).
- Se utilizará el PBT como parámetro comparativo entre los diferentes escenarios, aunque el modelo permite evaluar también VPN y TIR (en algunos casos específicos se dará información adicional sobre estos valores).
- Para aquellos casos donde se presente el VPN obtenido, la tasa de descuento considerada será siempre 8.4%.
- Para calcular los indicadores financieros se utilizarán los flujos netos aunque el modelo tecno-económico también calcula los flujos antes de depreciación,
- En los modelos de PPA se considerarán costos administrativos iguales a \$600 pesos anuales por beneficiario asociado a los costos de facturación y atención al cliente (estos son adicionales a los de O&M ya incluidos en el modelo tecno-económico base).

### 5.1 GDC en un contexto residencial

Se analiza el caso hipotético de un proyecto de GDC en un edificio multifamiliar donde un generador exento busca asociar hasta cuatro inquilinos al contrato colectivo. Se considerará que todos los departamentos comparten un punto de interconexión al estar ubicados dentro del mismo edificio por lo que es factible utilizar tanto el régimen de medición neta como el de facturación neta. Dado que los usuarios DAC son altamente rentables bajo el esquema de medición neta se valorará la posibilidad de incluir a dos usuarios DOM si esto no afecta a la rentabilidad del proyecto. Para hacerlos comparables, en ambas regiones se utilizan los mismos patrones de consumo para los usuarios analizados, aunque debe notarse que el límite para clasificar como

<sup>15</sup> La zona de distribución correspondiente es Valle de México Centro.

usuario DAC es mucho más alto en Mérida que en CDMX, por lo que será más fácil para los usuarios ubicados en Mérida reclasificarse como usuarios de bajo consumo<sup>16</sup>. Además de la ubicación y las distintas combinaciones de usuarios residenciales, se analiza el impacto de los siguientes parámetros para este caso hipotético:

**Tabla 7. Parámetros analizados para el caso hipotético en contexto residencial**

Parámetro	Datos variables
<b>Localización del proyecto.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciudad de Mérida, Yucatán.</li> <li>• Delegación Benito Juárez, CDMX.</li> </ul>
<b>Tipo de financiamiento.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capital.</li> <li>• Deuda con diferentes escenarios de cobertura de la inversión inicial (75% y 100%), plazo de crédito (5, 13 y 20 años) y tasa de interés (15%, 20%, 25% y 30%).</li> </ul>
<b>Modelo de negocio.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo 1: Autoconsumo.</li> <li>• Modelo 2: PPA con tarifa variable por energía entregada.</li> <li>• Modelo 3: PPA con tarifa fija mensual independiente del consumo.</li> <li>• Modelo 4: PPA con tarifa mensual fija y tarifa variable por energía entregada.</li> </ul>
<b>Régimen de contraprestación.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medición neta.</li> <li>• Facturación neta</li> </ul>
<b>Número y tipo de beneficiarios asociados.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 usuarios DAC.</li> <li>• 3 usuarios DAC y 1 usuario DOM.</li> <li>• 2 usuarios DAC y 2 usuarios DOM.</li> <li>• 1 usuarios DAC y 3 usuarios DOM.</li> </ul>
<b>Capacidad instalada de planta.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medición neta: 15 kW<sub>p</sub>, 30 kW<sub>p</sub> y 50 kW<sub>p</sub>.</li> <li>• Facturación neta: 50 kW<sub>p</sub>, 300 kW<sub>p</sub> y 499 kW<sub>p</sub>.</li> </ul>
<b>Porcentaje total de energía asignado.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suficiente para cubrir la totalidad de la demanda energética de cada beneficiario asociado al contrato.</li> <li>• Asignar 75% del porcentaje asignado en el primer punto a cada beneficiario DAC considerado.</li> <li>• Asignar 50% del porcentaje asignado en el primer punto a cada beneficiario DAC considerado.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia

Para este análisis se incluirán además del autoconsumo, tres modelos de negocio basados en el esquema de compraventa de energía: tarifa fija mensual (*flat rate*), tarifa variable por energía

<sup>16</sup> Debe tenerse en cuenta que en Mérida al ser de clima caluroso se utiliza en mayor medida el aire acondicionado, aunque es factible que en zonas de alto poder adquisitivo de CDMX existan hogares con consumos similares a los reportados por usuarios DAC promedio en Mérida.

entregada y una combinación de ambos. Los precios ofrecidos a los usuarios bajo estos tres modelos se presentan a continuación. Para el régimen de medición neta, la tarifa variable para el modelo 2 se calculó como un 90% del precio variable promedio de la energía ofrecido por CFE a los usuarios DAC en 2019 mientras que para los usuarios DOM dicho costo se fijó como un 10% superior al promedio del costo ofrecido por CFE para el nivel básico de consumo, lo que representa un beneficio para el usuario al eliminar los costos para niveles de consumo intermedio o excedente, que son mucho mayores. Para el esquema con tarifa mensual fija (modelo 3), se fijó un importe basado en el consumo mensual promedio de los usuarios y el costo más bajo de energía variable ofrecida por CFE en el período 2019. Finalmente, para el esquema mixto (modelo 4), se proyectó una tarifa variable 20% menor a la usada para el primer modelo y un cargo fijo mensual correspondiente al 10% del cargo mensual fijado para el esquema *flat rate*. En todos los casos se buscó ofrecer a los beneficiarios hipotéticos mejores condiciones a las que tenían en el suministro básico. Como puede consultarse en el Anexo 4 de este reporte, los cargos variables para los usuarios DAC en CDMX son más altos que en Mérida, por lo que los costos del servicio ofrecido por el generador exento son también mayores.

**Tabla 8. Precios por el servicio de suministro en cada modelo de negocio analizado (caso residencial)**

Modelo	Mérida		CDMX	
	DAC	DOM	DAC	DOM
<b>2. PPA con tarifa variable por energía entregada.</b>	\$4.07/kWh	\$0.84/kWh	\$4.39/kWh	\$0.89/kWh
<b>3. PPA con tarifa mensual fija (<i>flat rate</i>).</b>	\$6,235/mes	\$162/mes	\$6,678/mes	\$181/mes
<b>4. PPA con tarifa variable por energía entregada y tarifa mensual fija.</b>	\$3.26/kWh y \$624/mes	\$0.672/kWh y \$16/mes	\$3.51/kWh y \$668/mes	\$0.71/kWh y \$18/mes

Fuente: elaboración propia

Para los casos donde no se cubra la totalidad de la demanda de los usuarios DAC – al haber un tamaño de planta o menor cantidad de energía asignada que en el caso base – se hará un descuento del 25% y del 50% sobre los costos fijos mensuales presentados en la Tabla 8, similar a la reducción en la cantidad de energía asignada a cada uno de estos beneficiarios.

### 5.1.1 Análisis de sensibilidad de proyectos en contexto residencial bajo el régimen de *medición neta* ante diferentes grupos de usuarios domésticos y modelos de negocio

Como etapa inicial, se analizaron 32 escenarios de aplicación de los modelos de negocio propuestos bajo el régimen de medición neta, considerando como caso base una planta de 50 kW<sub>p</sub> financiada con capital propio donde se asigna suficiente energía para cubrir la demanda de todos los usuarios. De acuerdo con los perfiles de consumo planteados para usuarios DAC y DOM, en el anexo 2 se describen los consumos hipotéticos considerados, asignar 26% de la energía generada cubre totalmente la demanda de electricidad anual de un usuario DAC por la duración entera del contrato, mientras que el usuario DOM modelado requerirá únicamente del 5%. Los resultados de este primer análisis se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 9. PBT (años) para los escenarios en el contexto residencial evaluados bajo el régimen de medición neta (capacidad: 50 kWp).**

Número y tipo de beneficiarios	Modelo 1 Autoconsumo		Modelo 2 PPA variable		Modelo 3 PPA flat rate		Modelo 4 PPA mixto	
	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida
DAC, DAC, DAC	5.17	5.42	6.92	8.58	9.00	10.08	8.50	10.5
DAC, DAC, DAC, DOM	5.17	5.50	7.00	8.75	9.32	10.25	8.58	10.67
DAC, DAC, DOM, DOM	7.67	7.50	11.00	11.83	12.83	12.67	12.33	13.17
DAC, DOM, DOM, DOM	13.00	11.67	16.75	15.92	19.33	16.92	18.67	17.25

Fuente: elaboración propia

De lo anterior destaca que en la mayoría de los casos evaluados, la CDMX representa un mejor caso de negocio independientemente del modelo de negocio bajo el régimen de medición neta. Esto, como se explicó anteriormente, gracias a que los cargos variables por energía que aplica CFE son mayores en CDMX que en Mérida, lo que permite a los beneficiarios ahorrar más en autoconsumo y a los generadores cobrar cargos más altos por el servicio. Excepcionalmente, la Ciudad de Mérida ofrece PBT menores respecto a los de CDMX – y también mayores valores de TIR y VPN como puede observarse en el Anexo 5 – en el caso donde hay 3 usuarios DOM y solo 1 DAC asociado al contrato colectivo. Dicho resultado puede asociarse a que los PND son mayores en esta zona y en este escenario únicamente 41% de la energía generada está asignada a los beneficiarios por lo que una parte importante de los ingresos proviene de la venta de energía no asignada a la red (lo que se paga al PND horario registrado). Es destacable que en todos los casos los beneficiarios observaron un ahorro neto en sus costos eléctricos durante el período evaluado, pero no siempre el ahorro comenzó a observarse desde el primer año; en muchos casos se materializó a partir del tercer año de contrato gracias a la subida proyectada en las tarifas de suministro básico (igual a la inflación).

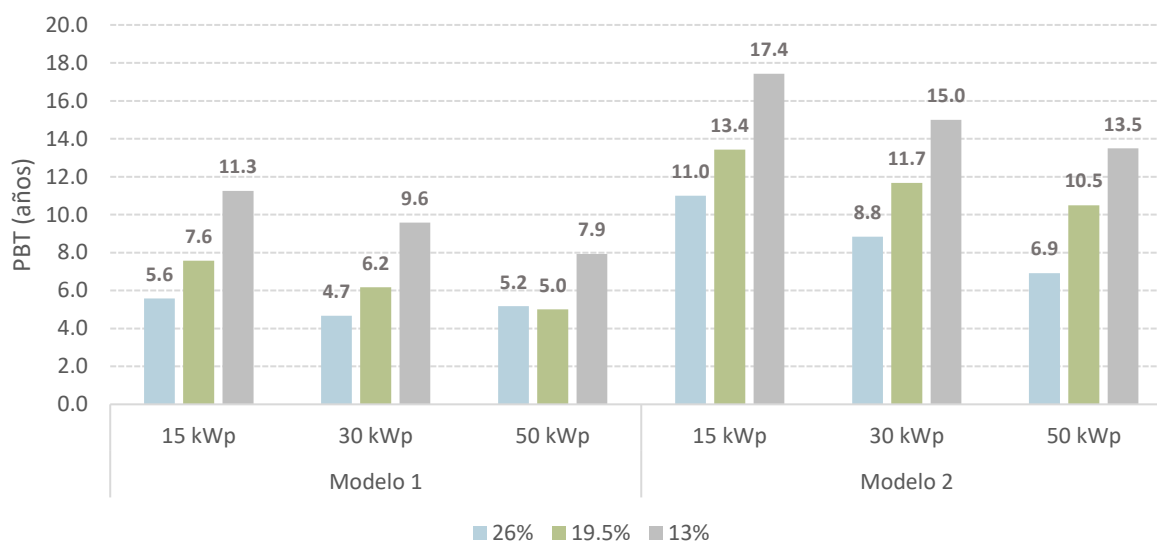
Bajo las condiciones de precios analizadas, el modelo de negocio 1 (autoconsumo) es el más rentable bajo el régimen de medición neta, seguido por el modelo 2 (tarifa variable por energía entregada). Asimismo, debe observarse que al asociar un beneficiario DOM, la afectación a la rentabilidad del modelo de negocio es pequeña pero sí disminuye en valor. Esta tendencia se agrava en el resto de los escenarios donde la sustitución de beneficiarios DAC por DOM aumenta considerablemente los plazos de recuperación de la inversión además de que en la mayoría de los casos evaluados con dos y tres usuarios DOM se observaron VPN negativos. En un proyecto real, el número de usuarios DOM que podrán asociarse a un proyecto con usuarios DAC sin que este deje de ser rentable dependerá del número de usuarios DAC incluidos y las demandas de energía de cada uno de los beneficiarios.



### 5.1.1.1 Sensibilidad ante diferentes tamaños de planta y porcentajes de energía

Para evaluar el impacto que el tamaño de planta y la cantidad de energía asignada tienen en la viabilidad económica de los proyectos bajo el régimen de medición neta, se diseñaron nuevos escenarios para los modelos de negocio 1 y 2 con tres beneficiarios DAC, ya que fueron los que ofrecieron menores PBT y mayores VPN y TIR en la etapa anterior. En estos nuevos escenarios se consideraron dos tamaños de planta menores (15 kW<sub>p</sub> y 30 kW<sub>p</sub>) para ser comparados con los resultados obtenidos en el caso base (50 kW<sub>p</sub>). Para cada uno de estos, se consideraron tres posibles cantidades de energía asignada por usuario: a) suficiente para cubrir el 100% de su demanda (26%) en el caso base, b) la energía asignada a los usuarios DAC es menor en un 25% (19.5%) y c) la energía asignada es 50% menor (13%). Como podrá deducirse, en los últimos dos casos no se cubre la totalidad de la demanda del usuario. Los resultados de este ejercicio se resumen en la siguiente gráfica:

**Figura 4: PBT (años) para distintos modelos de negocio, capacidades de planta y porcentajes de energía asignada a cada beneficiario DAC bajo el régimen de medición neta**



Fuente: elaboración propia

Como se observa en la figura anterior, para el modelo de negocio 1 (autoconsumo) el escenario con menor plazo de recuperación es la planta de 30 kW<sub>p</sub> con 26% de energía asignada a cada uno de los usuarios DAC asociados al contrato colectivo. Como se explicó anteriormente, es más eficiente para este tipo de proyectos adaptar el tamaño de la planta a las necesidades energéticas de los usuarios en lugar de sobredimensionar para vender energía a la red o recibir contraprestaciones por excedentes no compensados. No obstante, para el modelo de negocio 2 (tarifa variable por energía entregada) el escenario más atractivo lo ofrece la planta de 50 kW<sub>p</sub> con el mismo porcentaje de energía asignado a los usuarios (26%) que en el autoconsumo. Esto debido a que la rentabilidad de este modelo de negocio se basa principalmente en los ingresos que obtiene el generador exento por los pagos que realizan los beneficiarios por cada kilowatt-hora entregado; lo usen completamente o no. Empero debe tenerse en cuenta que los ahorros que percibirá el usuario son menores en este caso que en el de 30 kW<sub>p</sub> con 26% de energía asignada, donde el porcentaje de la demanda de cada usuario no cubierto por el generador

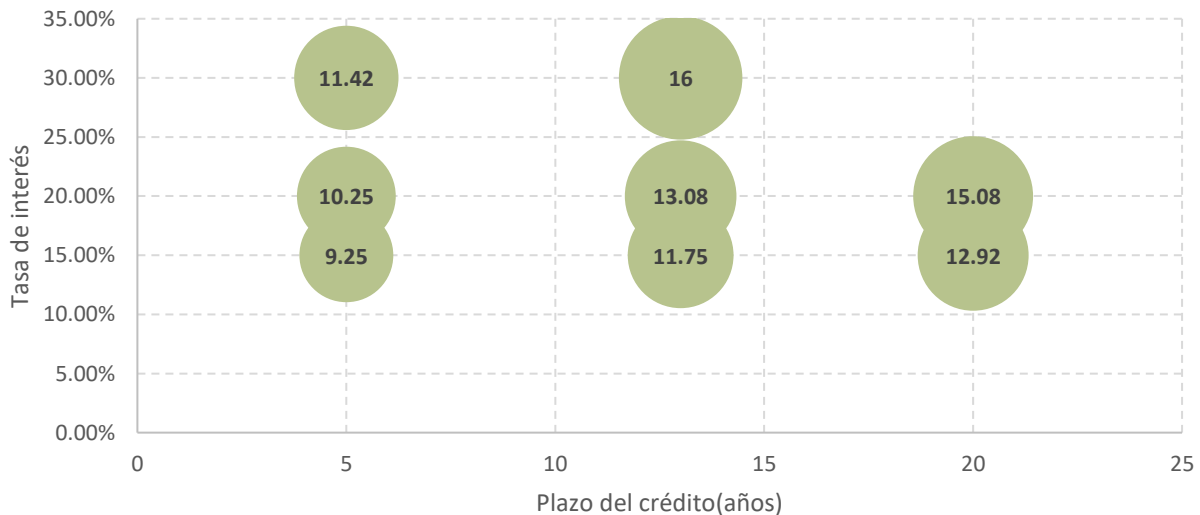
exento sería pagado al coste de la tarifa subsidiada DOM, más barata que la energía producida por el SFV al precio definido en este caso hipotético.

Por esto, la decisión final para dimensionar la planta dependerá no solo de la categoría tarifaria y el nivel de consumo del usuario sino de la estrategia comercial del generador exento, pues deberá encontrar un equilibrio entre maximizar la viabilidad económica del proyecto y ofrecer suficientes ahorros a los beneficiarios para que estos se motiven a firmar un contrato de largo plazo de compraventa de energía eléctrica a través de un sistema de GDC. Por otro lado, es factible que un usuario desee percibir una menor cantidad de ahorros en sus costes eléctricos a cambio de evitar asumir la inversión inicial que requiere un equipo fotovoltaico distribuido. Todos estos factores deberán ser ponderados por las empresas que ofrezcan estos servicios a los clientes residenciales y seguramente podrán hacer uso de las experiencias ganadas en el esquema individual.

### 5.1.1.2 Impacto del tipo de financiamiento sobre la rentabilidad de los proyectos

Hasta ahora todos los escenarios del caso hipotético bajo el régimen de medición neta habían sido evaluados considerando que la central fotovoltaica es financiada con el propio capital de la empresa o los beneficiarios según el modelo de negocio utilizado. Para cerrar esta sección, se realizó un último análisis de sensibilidad para los modelos de negocio 1 y 2, evaluando el impacto de adquirir deuda como vía de financiamiento del proyecto de 50 kW<sub>p</sub> ubicado en la CDMX y que tiene asociado a tres usuarios DAC. Estos resultados (resumidos en la siguiente gráfica) son interesantes dado que la mayoría de las empresas mexicanas en el sector de generación distribuida fotovoltaica utilizan créditos para financiar sus proyectos.

**Figura 5: PBT (años) bajo distintas condiciones de deuda (utilizada para financiar 100% de la inversión) bajo el régimen de medición neta y el modelo de negocio 2**

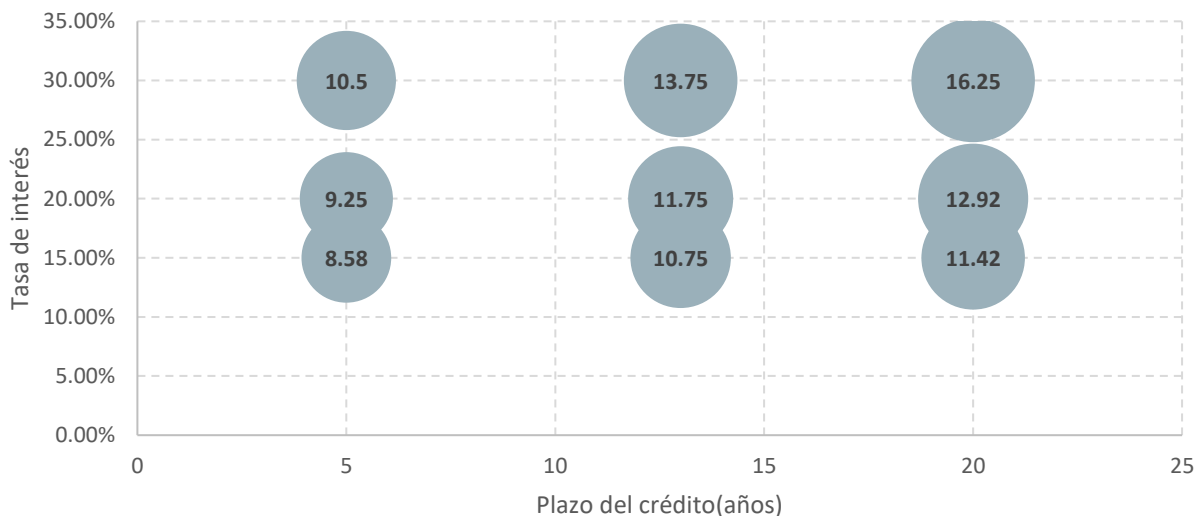


Fuente: elaboración propia

Como se observa en la gráfica anterior, la adquisición de deuda alarga los plazos de recuperación de la inversión para el escenario planteado (que financiado con capital propio ofrecía un periodo de 6.92 años). Los plazos mayores de crédito impactan negativamente en los tiempos de

recuperación debido a los intereses generados anualmente sobre saldos insolutos. Esto demuestra la importancia de que las empresas desarrolladoras de proyectos solares de generación distribuida cuenten con las credenciales necesarias para acceder a líneas de crédito con condiciones favorables. De otra manera, los proyectos podrían perder su viabilidad económica como sucede con el crédito con tasa de interés del 30% y un plazo de repago de 20 años (no se observa en la gráfica debido a que el PBT es mayor al período analizado por lo que es marcado como error por el modelo tecno-económico). Otra opción que tienen las empresas para aminorar este impacto es utilizar deuda para financiar solo un porcentaje y no la totalidad de la inversión requerida. A continuación se presentan los resultados para un análisis similar al resumido en la Figura 5 pero considerando que solo el 75% de la inversión del proyecto fue financiada vía crédito, mientras que el 25% restante es asumido por el capital de la propia empresa.

**Figura 6: PBT (años) bajo distintas condiciones de deuda (utilizada para financiar 75% de la inversión) bajo el régimen de *medición neta* y el *modelo de negocio 2***



Fuente: elaboración propia

### 5.1.2 Análisis de sensibilidad de proyectos en contexto residencial bajo el régimen de *facturación neta* ante diferentes grupos de usuarios domésticos y modelos de negocio

Las condiciones evaluadas para el modelo 1 (autoconsumo) se repitieron para el régimen de facturación neta, obteniendo PBT por encima de los 20 años (que el modelo tecno-económico registra como error) así como valores de TIR y VPN negativos que pueden ser consultados en el Anexo 5. De este resultado se deduce que no es posible obtener condiciones donde el proyecto sea rentable y, simultáneamente los beneficiarios reciban beneficios económicos, ya que el generador exento debería ofrecer el servicio por encima de los costos de la energía variable ofertada por CFE Suministro Básico para obtener mejores indicadores económicos lo que iría en detrimento del usuario quien no tendría incentivo para contratarlo. Por otro lado, para el generador exento no es redituable ofrecer el contrato de PPA con un precio por debajo de los PND, pues le resultaría más rentable vender su energía a través del modelo de venta total, es decir, sin asociar ningún beneficiario. No obstante, este supuesto tendría sentido en los esquemas de renta de

espacio cuya pertinencia no será evaluada en este estudio considerando que su rentabilidad dependerá del costo de renta así como del porcentaje de energía ofrecido gratuitamente al arrendador, y que variarán considerablemente según las preferencias de cada tipo de arrendador y las habilidades de negociación del generador exento.

### 5.1.2.1 Sensibilidad ante diferentes tamaños de planta y porcentajes de energía

Ya que el régimen de facturación neta no tiene restricciones geográficas tan estrictas como el de medición neta, se realiza un ejercicio teórico pensando que el generador exento decide colocar el sistema fuera del inmueble – pero dentro de la misma zona de distribución y ofrecer el servicio de suministro eléctrico al grupo de inquilinos evaluados en este caso hipotético. Para esto decide probar en el modelo tecno-económico dos proyectos con capacidad de 300 kW<sub>p</sub> y 499 kW<sub>p</sub> respectivamente. Empero, para las condiciones evaluadas (que incluyen impuestos y depreciación) el régimen de facturación neta sigue resultando poco atractivo incluso en condiciones de PND altos como es el caso de Mérida pues los PBT son mayores a 17 años con VPN negativos y TIR menores al 3% en los dos proyectos de mayor capacidad instalada evaluados para el modelo de autoconsumo. Por esta razón se decidió no evaluar el resto de los modelos de negocio para facturación neta.

No obstante, es necesario resaltar que estos resultados dependen tanto de los parámetros financieros considerados como los PND proyectados durante la evaluación económica. A modo de comparación teórica, se realizaron dos corridas financieras adicionales para un proyecto de autoconsumo de 499 kW<sub>p</sub> bajo el régimen de facturación neta (utilizando la combinación de 3 usuarios DAC, aunque esto afecta realmente poco a los indicadores económicos obtenidos). Para esto se utilizó en el caso A) los PND de 2019 para todos los años evaluados y B) un escenario donde los PND aumentan 3% cada año respecto a los registrados en 2019, obteniendo los resultados presentados en la Tabla 10.

**Tabla 10. Indicadores financieros para los escenarios evaluados de PND en proyectos de GDC bajo el régimen de facturación neta (capacidad: 499 kW<sub>p</sub>) y los parámetros económicos descritos.**

Indicador	PND-Tendencial*	A) PND-2019	B) PND- Aumento anual 3%
VPN (\$)	\$ (3,376,732.55)	\$ (2,739,491.20)	\$ (23,552.46)
TIR (%)	3%	4%	8%
PBT (años)	16.00	14.67	11.75

\*Se refiere a la proyección de precios realizada con la metodología descrita en el Capítulo 3.

Fuente: elaboración propia

Para los proyectos bajo el régimen de facturación neta no se realizaron evaluaciones sobre el impacto del tipo de financiamiento, dado que era esperable que el uso del crédito ofreciera menor rentabilidad al proyecto que ya de entrada resultaba poco atractivo bajo los parámetros considerados en este caso hipotético.

## 5.2 GDC en un contexto comercial

Para completar esta sección, se presenta un caso similar al anterior pero en un contexto comercial. En este caso se considera el caso hipotético de una empresa de GDC que identifica un gran potencial para elaborar proyectos de este tipo en plazas comerciales donde se ubican locales y oficinas comerciales que comparten un punto de interconexión común. En este caso se considera que la empresa ha identificado dos potenciales locaciones en Mérida y CDMX y desea comparar la viabilidad económica que ofrecerían estos proyectos bajo los mismos modelos de negocio analizados para el sector residencial (ver Tabla 7). Para esto se considerará que la empresa ha elegido el régimen de medición neta – pues el de facturación neta arrojará resultados muy similares a los presentados en el caso anterior y no se considera necesario incluirlo en este análisis – y financiará el proyecto con capital propio. Es decir, que las variables que desea analizar para el diseño final del proyecto son las siguientes:

**Tabla 11. Parámetros analizados para el caso hipotético en contexto comercial**

Parámetro	Datos variables
<b>Localización del proyecto.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciudad de Mérida, Yucatán.</li> <li>• Delegación Benito Juárez, CDMX.</li> </ul>
<b>Modelo de negocio.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo 1: Autoconsumo.</li> <li>• Modelo 2: PPA con tarifa variable por energía entregada.</li> <li>• Modelo 3: PPA con tarifa fija mensual independiente del consumo.</li> <li>• Modelo 4: PPA con tarifa mensual fija y tarifa variable por energía entregada.</li> </ul>
<b>Número y tipo de beneficiarios asociados.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4 usuarios PDBT.</li> <li>• 6 usuarios PDBT.</li> <li>• 8 usuarios PDBT.</li> <li>• 10 usuarios PDBT.</li> </ul>
<b>Capacidad instalada de planta y porcentaje de energía asignado a cada beneficiario</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 50 kW<sub>p</sub> y 5%</li> <li>• 30 kW<sub>p</sub> y 8%</li> <li>• 15 kW<sub>p</sub> y 10%</li> </ul>

Fuente: elaboración propia

### 5.2.1 Sensibilidad de los modelos de negocio ante diferentes grupos de usuarios comerciales

Como etapa inicial, se analizaron 32 escenarios utilizando las diferentes combinaciones de beneficiarios propuestos en la Tabla 12 para este caso hipotético. En todos estos escenarios se consideró que el sistema tiene una capacidad de 50 kW<sub>p</sub> y que cada uno de los beneficiarios PDBT tiene asignada suficiente energía de la central distribuida para cubrir el 100% de su demanda durante el período analizado. Con la curva de consumo modelada en este reporte, ver anexo 2, esto es equivalente al 5% de la energía generada anualmente por la central de acuerdo con las proyecciones realizadas. El precio de los servicios ofrecidos por la empresa de GDC se calculó siguiendo pautas iguales a las indicadas para los beneficiarios DAC en el caso anterior, pero ajustando los valores al cargo variable por energía consumida de la tarifa PDBT del

suministro básico registrado en cada una de las regiones analizadas (CDMX y Mérida). Los parámetros financieros y relacionados con los contratos de GDC establecidos con los beneficiarios son los mismos que los planteados al inicio de esta sección.

**Tabla 12. Precios por el servicio de suministro en cada modelo de negocio analizado (caso comercial)**

Modelo	Mérida	CDMX
PPA con tarifa variable por energía entregada.	\$3.25/kWh	\$2.98/kWh
PPA con tarifa mensual fija ( <i>flat rate</i> ).	\$1035/mes	\$948/mes
PPA con tarifa variable por energía entregada y tarifa mensual fija.	\$2.6/kWh y \$103.5/mes	\$2.38/kWh y \$94.8/mes

Fuente: elaboración propia

Como puede consultarse en el Anexo 4, los cargos variables por energía son mayores para los usuarios PDBT en Mérida que en CDMX lo que permite cobrar un importe mayor a los beneficiarios y se refleja en los resultados de los escenarios resumidos en la Tabla 13. En este caso hipotético, todos los modelos de negocio resultan más rentables en Mérida independientemente del número de beneficiarios PDBT que se asociaron al contrato pues además de cargos por energía más altos, la ciudad yucateca también ofrece PND mayores a los de CDMX por lo que ofrece un mejor rendimiento incluso cuando existe un mayor porcentaje de energía no asignada (menos beneficiarios asociados). Destaca que en CDMX varios de los escenarios evaluados ofrecieron PBT mayores a 20 años, es decir, que no resultaron atractivos económicamente. Es destacable que, como en el contexto residencial, los modelos 1 y 2 resultaron ser los que ofrecen mejores indicadores financieros – PBT, TIR y VPN, así como mayores ahorros a los usuarios, aunque menos atractivos que en el caso de proyectos con usuarios DAC. Dado que los beneficiarios PDBT modelados tienen un consumo promedio mensual de apenas 292kWh (contra 1452 kWh del beneficiario DAC definido) era esperable que mayor número de beneficiarios ofrecieran mejores indicadores al haber una asignación mayor de la energía generada y una menor proporción de venta a la red, lo que también podría suceder al disminuir la capacidad del sistema.

**Tabla 13. PBT (años) para los escenarios en el contexto comercial evaluados bajo el régimen de **medición neta** (capacidad: 50 kWp).**

Número y tipo de beneficiarios	Modelo 1 Autoconsumo		Modelo 2 PPA variable		Modelo 3 PPA fijo		Modelo 4 PPA mixto	
	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida
4 beneficiarios PDBT	17.33	<b>13.42</b>	> 20	<b>18.08</b>	> 20	<b>17.83</b>	>20	<b>18.92</b>
6 beneficiarios PDBT	14.75	<b>11.92</b>	> 20	<b>16.83</b>	> 20	<b>16.50</b>	>20	<b>7.92</b>

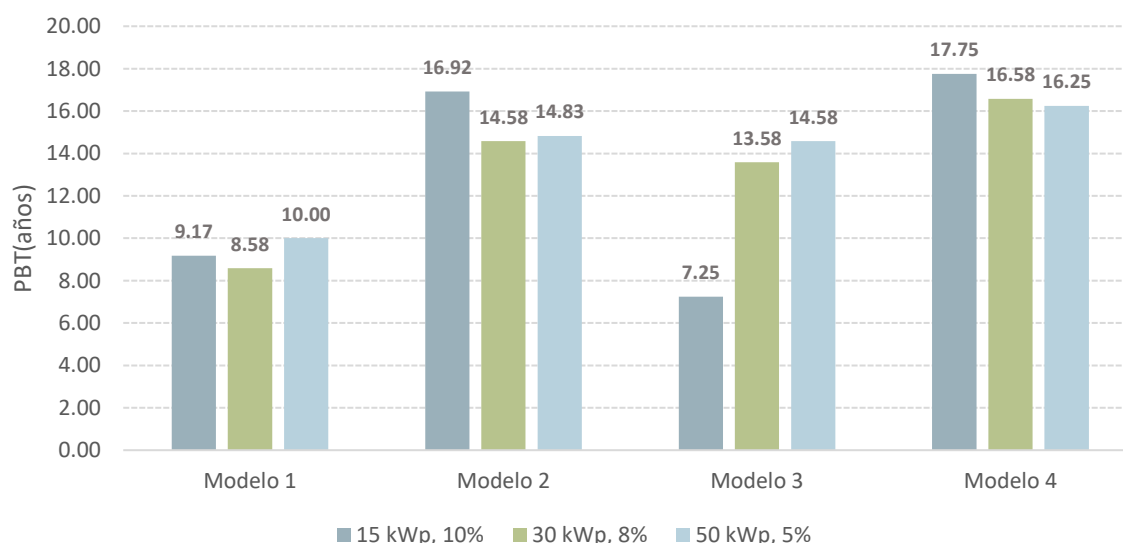
<b>8 beneficiarios PDBT</b>	13	<b>10.83</b>	18.92	<b>15.75</b>	19.75	<b>15.50</b>	>20	<b>17.08</b>
<b>10 beneficiarios PDBT</b>	11.67	<b>10.00</b>	16.92	<b>14.83</b>	17.83	<b>14.58</b>	19.08	<b>16.25</b>

Fuente: elaboración propia

## 5.2.2 Capacidad instalada de la central distribuida y energía asignada

Para concluir el análisis de este caso hipotético se repiten los escenarios anteriores para la Ciudad de Mérida, que ofreció los escenarios más atractivos, pero variando el tamaño instalado de planta de acuerdo con las siguientes capacidades: 50 kW<sub>p</sub>, 30 kW<sub>p</sub> y 15 kW<sub>p</sub>. Para todos los escenarios se asume que los usuarios asociados son 10 de tipo PDBT. En este caso se considera irrelevante evaluar la posibilidad de asignar un porcentaje menor de la energía generada a la necesaria para cubrir la totalidad de la demanda de cada beneficiario puesto que los consumidores PDBT no tienen la oportunidad de reclasificarse a una tarifa más barata al disminuir su energía facturable. Por esto, se aumentó el porcentaje de energía asignada al disminuir el tamaño de planta, según lo indicado en la Tabla 11, para asegurar que en todos los casos se cubría la demanda total de los usuarios asociados al contrato de GDC. Esto no es posible en el tamaño de planta de 15 kW<sub>p</sub>, por lo que para este caso se asignó la máxima cantidad de energía posible. Los resultados de este ejercicio para todos los modelos de negocio propuestos se observan a continuación:

**Figura 7: PBT (años) para distintos modelos de negocio con 10 usuarios PDBT así como diferentes capacidades de planta y porcentajes de energía asignada bajo el régimen de medición neta**



Fuente: elaboración propia

Con estos resultados, se identifica que el tamaño de planta que otorga mejores PBT en los modelos 1 y 2 es el sistema de 30 kW<sub>p</sub> y 8% de energía asignada a cada uno de los beneficiarios. En el modelo 3, la capacidad de planta de 15 kW<sub>p</sub> ofrece un PBT más atractivo. Sin embargo, se observó en los resultados arrojados por el modelo de Excel que los beneficiarios no perciben ahorros en su factura eléctrica hasta el año 18 del contrato, por lo que no se consideró un escenario factible con los parámetros definidos para este análisis (aunque sería posible ajustar el cargo fijo mensual para que los usuarios percibieran ahorros de manera más temprana). Por último, destaca que el modelo 4 es el único donde el sistema con capacidad de 50 kW<sub>p</sub> ofrece un PBT menor al de 30 kW<sub>p</sub>, aunque la diferencia es mínima.



## 6 Conclusiones y recomendaciones

El modelo desarrollado en este reporte permitió analizar la viabilidad de diferentes modelos de negocio de GDC bajo los lineamientos establecidos en la regulación aprobada por la CRE y pendiente de publicación en el DOF. Dichos modelos se adaptaron de esquemas ya existentes para proyectos de generación distribuida individual regulada por las DACG de 2017. De manera general se observó que el Acuerdo aprobado a finales de 2019 da libertad suficiente para el desarrollo de diversos modelos de negocio como los aquí analizados aunque impone algunas restricciones que pueden resultar en barreras para el aprovechamiento de la GDC. Entre los puntos más relevantes que se identificaron al analizar el Acuerdo se encuentran los siguientes:

- Todos los actores involucrados en un proyecto de GDC – generador y beneficiarios – bajo el régimen de medición neta deben compartir un punto de interconexión común, lo que reduce sus casos de aplicación. No obstante, se prevé que existan escenarios donde será posible encontrar un número importante de clientes que pudieran cumplir estas características, por ejemplo, en ciudades con alta densidad de población y tendencia a la urbanización vertical.
- La regulación indica que en medición neta solo podrán asociarse a un contrato de GDC aquellos usuarios que estén conectados en el mismo nivel de tensión que la central distribuida, y no podrán integrarse a un mismo contrato beneficiarios con tarifas de distinta clase (ordinaria u horaria).
- Para los proyectos de GDC con régimen de contraprestación de facturación neta, el Acuerdo establece que tanto la central como los beneficiarios deberán ubicarse en la misma zona de distribución. Esta restricción puede evitar la utilización de espacios amplios y desaprovechados fuera de zonas urbanizadas – donde se encuentra la mayoría de los consumidores – pero aun así ofrecerá una amplia variedad de aplicación. No se encontró un mapa público que indique la limitación de las zonas de distribución que existen en el sistema eléctrico nacional, por lo que para delimitar el alcance de un proyecto deberá consultarse dicha información con CFE o CENACE.
- En ningún caso se establecen limitantes respecto al número de beneficiarios que podrán asociarse a un contrato de GDC siempre que se respeten las restricciones anteriormente descritas.
- El generador exento puede establecer contratos particulares con los beneficiarios sin que el SSB deba enterarse de los términos, permitiendo así el desarrollo de modelos de negocio diversos como los aquí analizados.
- El generador exento deberá asignar un porcentaje de la energía generada a cada uno de los beneficiarios, que en conjunto no podrá exceder el 100%. Esta energía será utilizada por el SSB para aplicar la metodología de compensación que corresponda al régimen de contraprestación elegido.
- Además de los pagos que los beneficiarios hagan por el servicio, los generadores exentos tendrán otras dos vías de contraprestación posibles: liquidación de excedentes no utilizados en las compensaciones de los beneficiarios y la venta a la red de la energía no asignada. Estos dependerán de los precios nodales registrados en la zona del proyecto.
- Existen algunas dudas sobre qué tipo de precios deberán aplicarse en cada una de las vías de contraprestación. Aunque en los precios históricos observados para las locaciones analizadas en este reporte no se observaron diferencias considerables entre los PND y los PML, este podría no ser el caso en el futuro o en otros puntos del sistema eléctrico nacional por lo que esta información deberá confirmarse con el regulador una vez publicado el Acuerdo en el DOF.
- Tanto los centros de carga (beneficiarios) como la central eléctrica distribuida deberán tener medidores fiscales independientes. Esto evitará que existan intercambios de energía “detrás del medidor” y afectará la rentabilidad de los proyectos bajo el régimen de

- facturación neta al no poder reducir la cantidad de energía consumida de las redes generales de distribución.
- Asimismo, no existirá la posibilidad de que los consumidores con tarifas que incluyen cargos asociados a la demanda máxima reduzcan estos costos aunque el diseño de los sistema y su curva de consumo lo permitiesen; situación que podría hacer más rentables los proyectos de generación distribuida individual bajo ambos regímenes de contraprestación.
  - De manera general, no se observan grandes diferencias entre el régimen de venta total definido en las DACG de 2017 y el de facturación neta para proyectos de GDC. Para este reporte, se interpretó que CFE es quien compensa la factura del beneficiario contra el monto correspondiente por la venta a la red de la energía que tiene asignada por el generador exento; devolviendo los excedentes a ese último y liquidando los faltantes al beneficiario vía la factura eléctrica. Empero, esta información deberá corroborarse si el Acuerdo aprobado entra finalmente en vigor.

A pesar de las áreas de oportunidad identificadas en los puntos anteriores, el Acuerdo abre nuevas oportunidades para el desarrollo de proyectos de GDC con tecnología solar que resultarían atractivos en diversos escenarios. Con las condiciones modeladas en el presente estudio tecno-económico, se identificaron una serie de tendencias que coinciden en gran medida con las encontradas en proyectos individuales de generación distribuida en México. **La primordial es que el régimen de medición neta ofrecerá mejores indicadores económicos que el de facturación neta (VPN, TIR y PBT) sobre todo cuando en el proyecto se incluyan consumidores DAC o comerciales con tarifa PDBT. El modelo de negocio de autoconsumo será especialmente rentable, sobre todo si el sistema es financiado con capital propio de los beneficiarios asociados al contrato colectivo; lo que podría facilitarse gracias al aprovechamiento de las economías de escala. En algunos de estos casos es incluso factible asociar usuarios con menor atractivo económico, como sucede con los DOM, sin que el proyecto deje de ser rentable. Este hallazgo es particularmente relevante si se consideran contextos donde un grupo organizado combina varias actividades productivas del mismo interés económico, con centros de carga altos y bajos en consumo, y quiere beneficiar a algunos miembros del colectivo con la energía “sobrante”, tal es el caso de cooperativas productivas o empresas comunitarias.**

Para optimizar el rendimiento económico de estos proyectos lo más recomendable será diseñar la planta según las necesidades energéticas de los beneficiarios; no resulta más rentable sobredimensionarla para vender una parte importante de la energía generada a la red. Para los usuarios DAC no es necesario que el sistema cubra el 100% de su demanda para resultar atractivo, solo deberá cuidarse que les permita reclasificarse a la tarifa subsidiada.

**En los modelos de negocio de arrendamiento o PPA**, donde la rentabilidad del proyecto depende primordialmente de los ingresos generados por la venta de la energía a los beneficiarios asociados, **lo óptimo es intentar vender el mayor porcentaje de energía a los consumidores, pero sin comprometer los ahorros potenciales que la GDC pueda ofrecerles, o bien asociar la mayor cantidad posible de beneficiarios al sistema.** Con los modelos analizados se observa que **es posible armar un modelo de negocio atractivo bajo estas condiciones ofreciendo un cargo variable por energía entregada menor al importe del SSB.** Con los precios definidos en los casos hipotéticos que se diseñaron para este estudio, los consumidores bajo el modelo de negocio 2, **PPA variable**, obtuvieron ahorros netos importantes a lo largo del período analizado (20 años). No obstante, en muchos casos estos ahorros comenzaron a materializarse a partir del cuarto o quinto año, lo que podría ocasionar que algunos beneficiarios salieran del proyecto. Es posible que los ahorros comiencen a materializarse más temprano sacrificando un porcentaje de

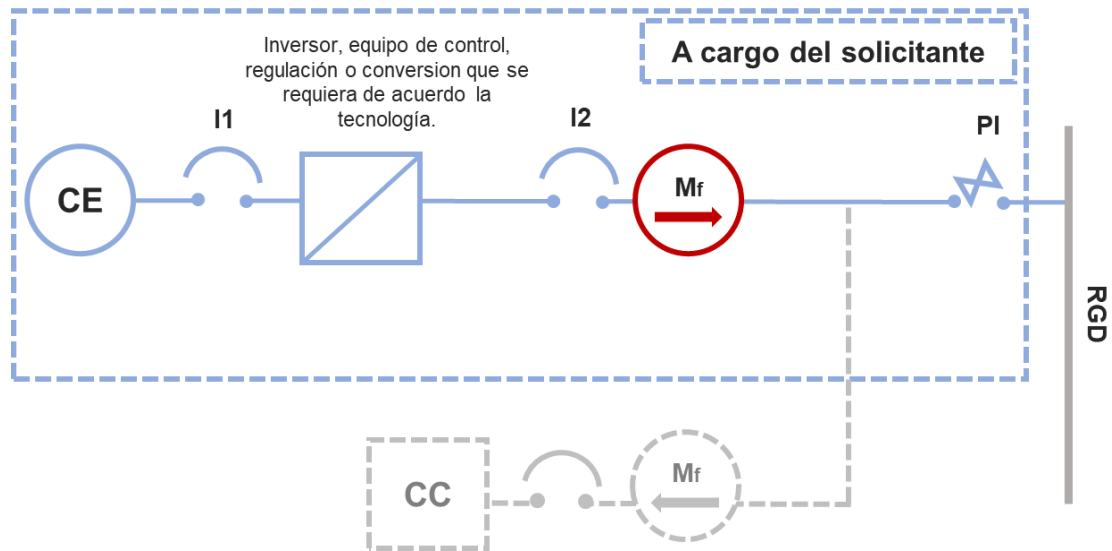
la rentabilidad del proyecto pero estas serán decisiones que deberá tomar cada una de las empresas desarrolladoras según la estrategia comercial que deseen implementar.

Finalmente, las condiciones económicas modeladas en este reporte indican que el régimen de facturación neta no es atractivo para los modelos de negocio y escenarios analizados. No obstante, su atractivo dependerá de las consideraciones financieras que se tomen – particularmente los costos de inversión y la depreciación aplicable – y los precios nodales que se proyecten para el período analizado. Se observa que muchas empresas se encuentran reticentes a utilizar este modelo, incluso en el modelo individual que ofrece ventajas adicionales al colectivo, pero es posible que esto cambie conforme el mercado madure y exista más información histórica de precios para hacer proyecciones robustas. Por ahora, es esperable que de aprobarse el Acuerdo, y como sugieren las tendencias en el sector, el interés se concentre en las oportunidades de proyectos de GDC bajo el régimen de medición neta como los casos hipotéticos aquí presentados.

Los resultados presentados en este reporte intentan contribuir a la discusión sobre el avance de la GDC en México. Si la regulación es aprobada como está ahora, los hallazgos de este estudio permitirán a los interesados evaluar la factibilidad de los modelos considerando los beneficios para los potenciales usuarios. Y en caso contrario brindará elementos objetivos de discusión para mejorarla.

## Anexo 1: Esquemas de interconexión para GDC

**Figura 8: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en baja tensión (tipo BT) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente**



**CE:** Central Eléctrica y/o equipo de almacenamiento de energía

**CC:** Centro de Carga

**MF:** Medidor fiscal para el registro de la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución.

**I1:** Interruptor de desconexión de la Central Eléctrica.

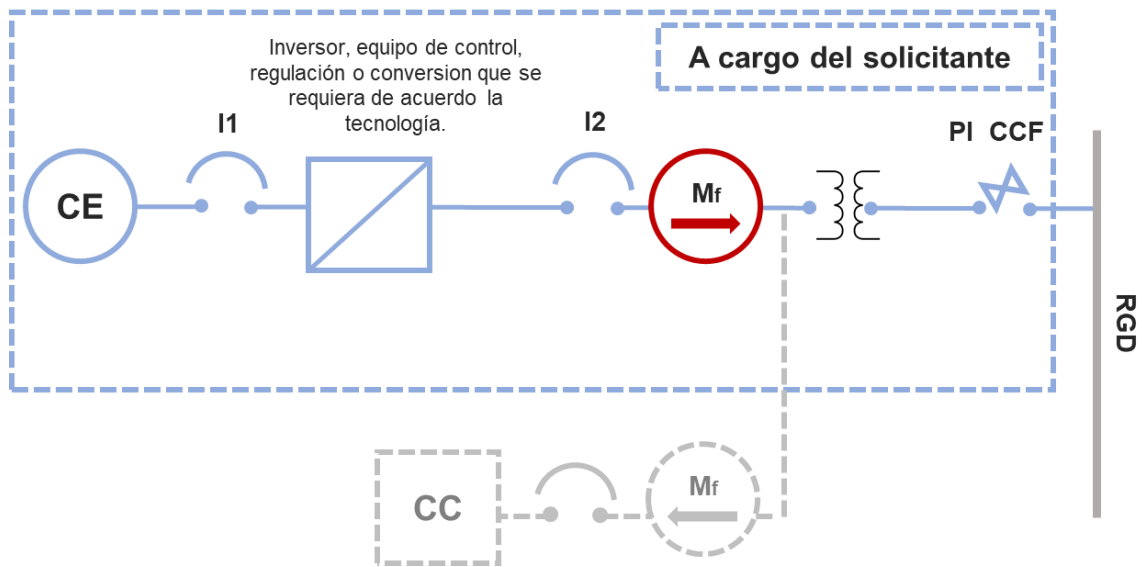
**I2:** Interruptos de desconexión de la Red Particular.

**PI:** Punto de Interconexión.

**RGD:** Redes Generales de Distribución.

Fuente: esquema b del Anexo II de las DACG de generación distribuida (DOF, 2017)

**Figura 9: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en media tensión con capacidad menor o igual a 250 kW (tipo MT1) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente.**



**CE:** Central Eléctrica y/o equipo de almacenamiento de energía

**CC:** Centro de Carga

**MF:** Medidor fiscal para el registro de la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución.

**I1:** Interruptor de desconexión de la Central Eléctrica.

**I2:** Interruptos de desconexión de la Red Particular.

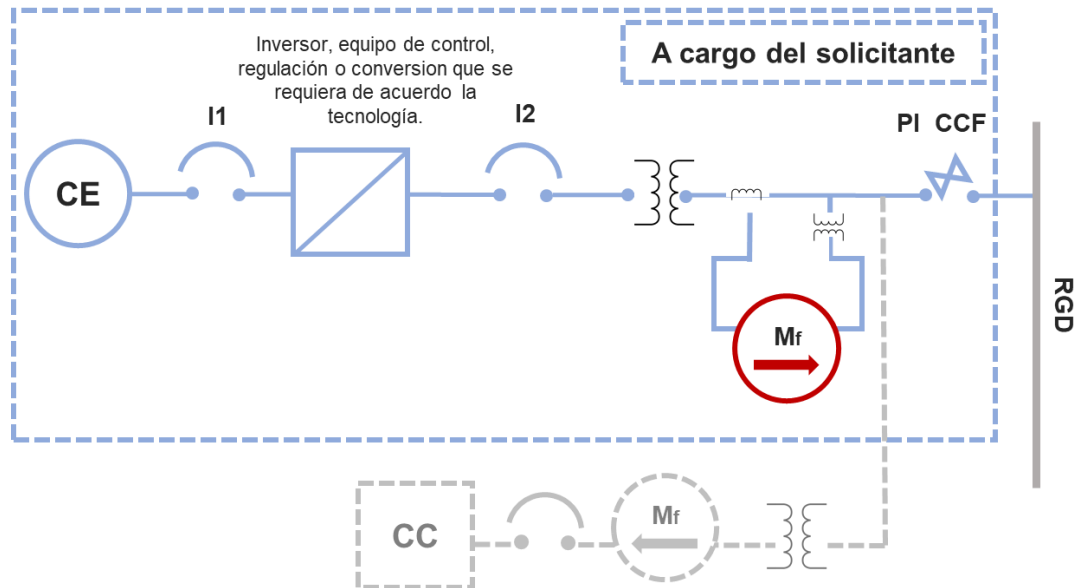
**CCF:** Seleccionador físico cortacircuitos fusible.

**PI:** Punto de Interconexión.

**RGD:** Redes Generales de Distribución.

Fuente: esquema b del Anexo II de las DACG de generación distribuida (DOF, 2017)

**Figura 10: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en media tensión con capacidad mayor a 250 kW y menor a 500 kW (tipo MT2) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente.**



**CE:** Central Eléctrica y/o equipo de almacenamiento de energía

**CC:** Centro de Carga

**MF:** Medidor fiscal para el registro de la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución.

**I1:** Interruptor de desconexión de la Central Eléctrica.

**I2:** Interruptos de desconexión de la Red Particular.

**CCF:** Seleccionador físico cortacircuitos fusible.

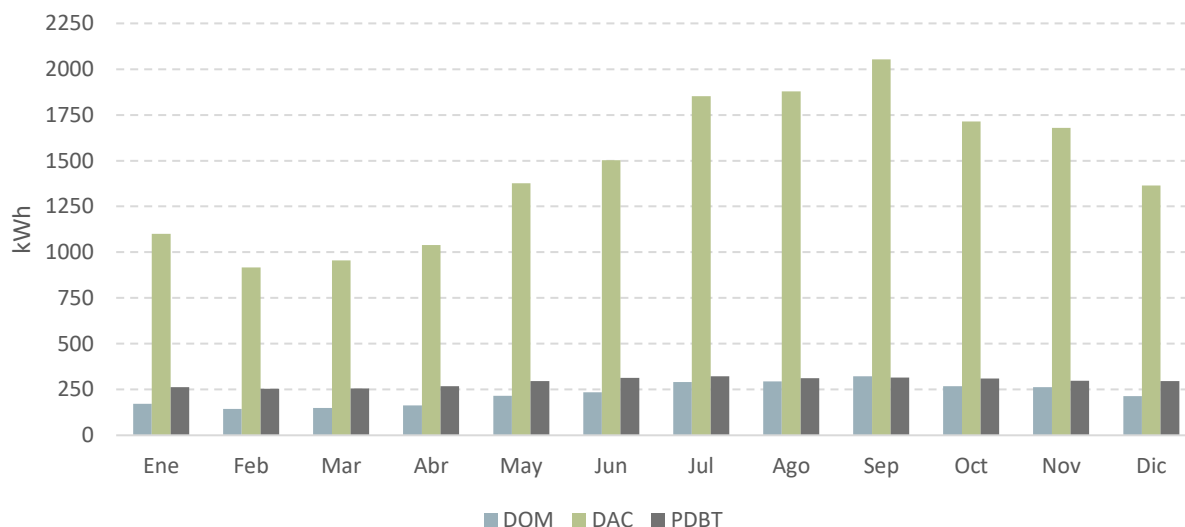
**PI:** Punto de Interconexión.

**RGD:** Redes Generales de Distribución.

Fuente: esquema b del Anexo II de las DACG de generación distribuida (DOF, 2017)

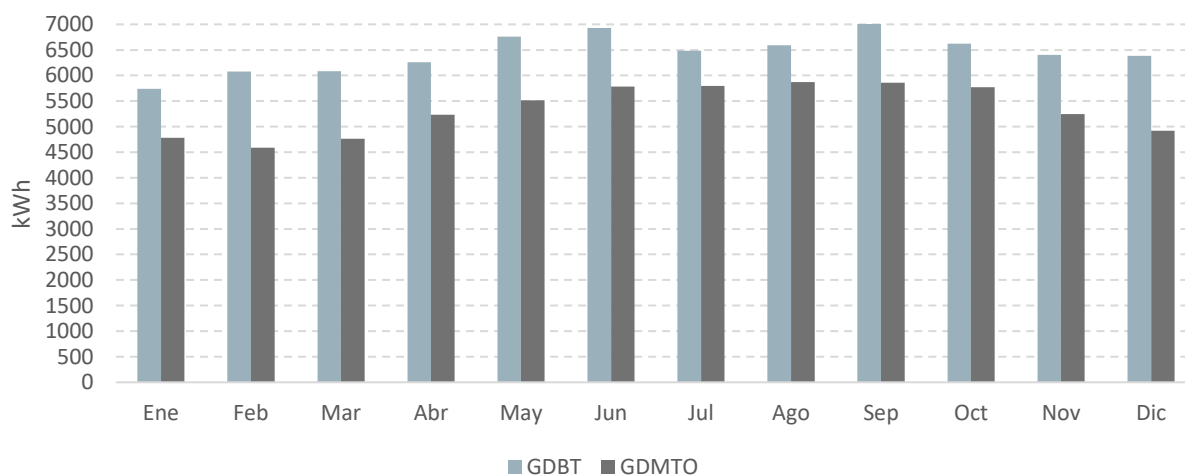
## Anexo 2: Consumos de beneficiarios en casos hipotéticos

**Figura 11: Consumos de energía activa para los beneficiarios en baja tensión y con pequeña demanda (DOM, DAC y PDBT)**



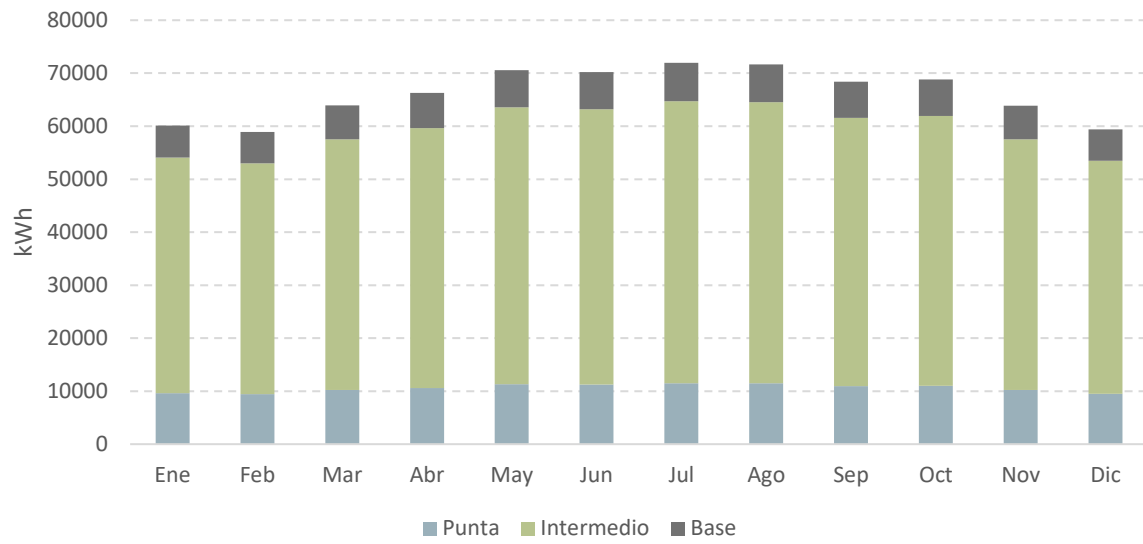
Fuente: elaboración propia

**Figura 12: Consumos de energía activa para beneficiarios en baja y media tensión y con gran demanda, tarifas ordinarias (GDBT y GDMTO)**



Fuente: elaboración propia

**Figura 13: Consumos de energía activa para beneficiarios en media tensión y con gran demanda, tarifa horaria (GDMTH)**




Fuente: elaboración propia



## Anexo 3: Hoja técnica de los módulos fotovoltaicos considerados en el modelo

Figura 14: Esquemas de interconexión para centrales eléctricas en media tensión con capacidad mayor a 250 kW y menor a 500 kW (tipo MT2) sin centros de carga o con centros de carga en el mismo punto de interconexión con medición independiente.

[www.jinkosolar.com](http://www.jinkosolar.com)





**Cheetah 72M**  
**380-400 Watt**  
MONO PERC MODULE


Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product





### KEY FEATURES




**5 Busbar Solar Cell**

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.




**High Efficiency**

Higher module conversion efficiency (up to 20.17%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.




**PID Resistance**

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.




**Low-light Performance:**

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environment.



**Severe Weather Resilience**

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

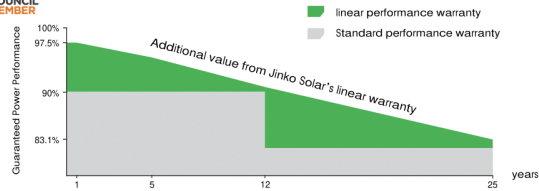


**Durability Against Extreme Environmental Conditions**






High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

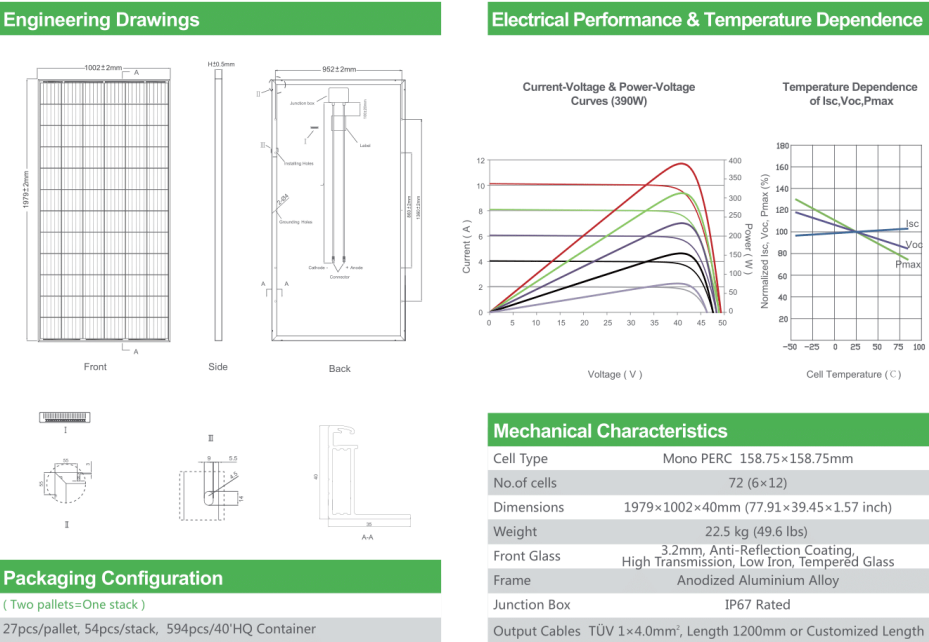
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Year	Standard Performance Warranty (%)	Jinko Solar's Linear Performance Warranty (%)
1	97.5	97.5
5	97.5	94.5
12	90.0	89.5
25	90.0	83.1



SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM380M-72		JKM385M-72		JKM390M-72		JKM395M-72		JKM400M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Maximum Power Current (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
Module Efficiency STC (%)	19.16%		19.42%		19.67%		19.92%		20.17%	
Operating Temperature (°C)						-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage						1000VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating						20A				
Power Tolerance						0~+3%				
Temperature Coefficients of Pmax						-0.37%/°C				
Temperature Coefficients of Voc						-0.28%/°C				
Temperature Coefficients of Isc						0.048%/°C				
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)						45±2°C				

STC:
 
 Irradiance 1000W/m²
 
 Cell Temperature 25°C
 
 AM=1.5

NOCT:
 
 Irradiance 800W/m²
 
 Ambient Temperature 20°C
 
 AM=1.5
 
 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM380-400M-72-A2-EN

Fuente: fabricante (JinkoSolar)

## Anexo 4: Cargos aplicables en 2019 a las categorías de suministro básico analizadas

Tabla 14. Resumen del tipo de cargos aplicables a cada una de las categorías tarifarias analizadas en este reporte independientemente de su ubicación

Cargo	DOM	DAC	PDBT	GDBT	GDMTO	GDMTH
Cargo variable por energía consumida (\$/kWh)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Cargo por capacidad (\$/kW)*	NO	NO	NO	SI	SI	SI
Cargo por distribución (\$/kW)*	NO	NO	NO	SI	SI	SI
Cargos fijos (\$/mes)	NO	SI	SI	SI	SI	SI
Bonificación/penalización por factor de potencia (\$/mes)	NO	NO	NO	SI	SI	SI

\* Cargos basados en la demanda máxima registrada por el usuario.

Fuente: elaboración propia con datos de CFE Suministro Básico (2019)

Tabla 15. Cargos variables aplicables a las tarifas de suministro básico para los consumidores doméstico de bajo consumo (DOM) en las regiones analizadas en 2019 (\$/kWh)

Nivel de consumo	Básico		Intermedio		Intermedio Alto		Excedente	
MES	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER
ENE	0.796	0.80	0.96	0.96	NA	NA	2.81	2.81
FEB	0.799	0.80	0.96	0.96	NA	NA	2.82	2.82
MAR	0.802	0.80	0.97	0.97	NA	NA	2.84	2.84
ABR	0.805	0.71	0.97	0.83	NA	1.07	2.85	2.85
MAY	0.808	0.71	0.98	0.84	NA	1.07	2.86	2.86
JUN	0.811	0.72	0.98	0.84	NA	1.07	2.87	2.87
JUL	0.814	0.72	0.98	0.84	NA	1.08	2.88	2.88
AGO	0.817	0.72	0.99	0.85	NA	1.08	2.90	2.89
SEP	0.82	0.72	0.99	0.85	NA	1.09	2.90	2.90
OCT	0.823	0.82	1.00	1.00	NA	NA	2.91	2.91

Nivel de consumo	Básico		Intermedio		Intermedio Alto		Excedente	
MES	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER
NOV	0.826	0.83	1.00	1.00	NA	NA	2.92	2.92
DIC	0.829	0.83	1.00	1.00	NA	NA	2.93	2.93

Nota: la cantidad de kilowatt-hora consumidos en cada nivel varían según la tarifa aplicable a cada región y pueden consultarse en el sitio web de CFE. Debe notarse que para la tarifa aplicable en Mérida (1D) existe un escalón de consumo adicional aplicable en los meses de verano; este no se aplica para la tarifa 01 que corresponde a la Delegación Benito Juárez.

Fuente: elaboración propia con datos de CFE Suministro Básico (2019)

**Tabla 16. Cargos variables por energía consumida aplicables a la tarifa GDMTH en las regiones analizadas en este estudio en 2019 (\$/kWh)**

Nivel de consumo	Base		Intermedio		Punta	
MES	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER
ENE	0.98	1.09	1.62	1.83	1.89	2.04
FEB	0.98	1.09	1.61	1.82	1.87	2.03
MAR	0.99	1.10	1.63	1.85	1.91	2.07
ABR	0.99	1.10	1.63	1.85	1.90	2.06
MAY	1.00	1.12	1.66	1.88	1.93	2.10
JUN	1.01	1.12	1.66	1.89	1.94	2.11
JUL	1.01	1.12	1.67	1.89	1.95	2.11
AGO	1.00	1.12	1.65	1.88	1.93	2.09
SEP	0.99	1.10	1.62	1.84	1.89	2.05
OCT	0.97	1.08	1.60	1.81	1.86	2.01
NOV	0.97	1.08	1.60	1.80	1.86	2.01
DIC	0.97	1.08	1.59	1.80	1.85	2.01

Nora: los horarios aplicables a cada período también varían según la región donde se ubique el proyecto.

Fuente: elaboración propia con datos de CFE Suministro Básico (2019)

**Tabla 17. Cargos variables por energía consumida aplicables al resto de tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/kWh)**

MES	DAC		PDBT		GDBT		GDMTO	
	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER
<b>ENE</b>	5.469	5.07	3.293	3.59	1.775	1.84	1.41	1.53
<b>FEB</b>	5.227	4.85	3.276	3.57	1.764	1.83	1.40	1.52
<b>MAR</b>	4.987	4.62	3.325	3.62	1.795	1.86	1.42	1.55
<b>ABR</b>	4.85	4.50	3.316	3.61	1.789	1.86	1.42	1.55
<b>MAY</b>	4.922	4.56	3.366	3.66	1.82	1.89	1.44	1.57
<b>JUN</b>	4.921	4.56	3.376	3.67	1.827	1.90	1.45	1.58
<b>JUL</b>	4.79	4.44	3.381	3.68	1.83	1.90	1.45	1.58
<b>AGO</b>	4.792	4.44	3.361	3.66	1.817	1.89	1.44	1.57
<b>SEP</b>	4.597	4.26	3.305	3.60	1.782	1.85	1.42	1.54
<b>OCT</b>	4.668	4.33	3.25	3.55	1.748	1.81	1.39	1.51
<b>NOV</b>	4.72	4.38	3.248	3.54	1.746	1.81	1.39	1.51
<b>DIC</b>	4.611	4.28	3.247	3.54	1.745	1.81	1.39	1.51

Fuente: elaboración propia con información de CFE Suministro Básico (2019)

**Tabla 18. Cargos fijos aplicables a las tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/mes)**

MES	DAC		PDBT		GDBT		GDMTO		GDMTH	
	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER	CDMX	MER
<b>ENE</b>	107.58	107.58	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>FEB</b>	107.92	107.92	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>MAR</b>	107.37	107.37	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>ABR</b>	107.31	107.31	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>MAY</b>	107.37	107.37	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>JUN</b>	107.13	107.13	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>JUL</b>	107.33	107.33	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>AGO</b>	107.91	107.91	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44

<b>MES</b>	<b>DAC</b>		<b>PDBT</b>		<b>GDBT</b>		<b>GDMTO</b>		<b>GDMTH</b>	
	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>
<b>SEP</b>	107.74	107.74	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>OCT</b>	108.52	108.52	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>NOV</b>	108.79	108.79	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44
<b>DIC</b>	108.35	108.35	59.10	51.24	591.00	512.44	591.00	512.44	591.00	512.44

Fuente: elaboración propia con información de CFE Suministro Básico (2019)

**Tabla 19. Cargos aplicables por distribución a las tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/kW)**

<b>MES</b>	<b>GDBT</b>		<b>GDMTO</b>		<b>GDMTH</b>	
	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>
<b>ENE</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>FEB</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>MAR</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>ABR</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>MAY</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>JUN</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>JUL</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>AGO</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>SEP</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>OCT</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>NOV</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620
<b>DIC</b>	236.66	285.82	59.19	87.620	59.19	87.620

Fuente: elaboración propia con información de CFE Suministro Básico (2019)

**Tabla 20. Cargos aplicables por capacidad a las tarifas de suministro básico analizadas en este estudio en 2019 (\$/kW)**

<b>MES</b>	<b>GDBT</b>		<b>GDMTO</b>		<b>GDMTH</b>	
	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMX</b>	<b>MER</b>	<b>CDMC</b>	<b>MER</b>
<b>ENE</b>	273.34	266.8	305.22	290.790	352.59	344.18
<b>FEB</b>	271.47	264.98	303.14	288.810	350.19	341.83
<b>MAR</b>	276.8	270.18	309.08	294.470	357.05	348.54
<b>ABR</b>	275.79	269.2	307.96	293.410	355.76	347.27
<b>MAY</b>	281.2	274.48	314.00	299.160	362.74	354.09
<b>JUN</b>	282.3	275.55	315.23	300.330	364.16	355.47
<b>JUL</b>	282.88	276.11	315.87	300.940	364.90	356.19
<b>AGO</b>	280.64	273.93	313.37	298.560	362.01	353.38
<b>SEP</b>	274.61	268.04	306.64	292.150	354.23	345.79
<b>OCT</b>	268.72	262.29	300.06	285.880	364.63	338.36
<b>NOV</b>	268.45	262.03	299.75	285.590	364.28	338.02
<b>DIC</b>	268.34	261.92	299.64	285.480	364.15	337.89

Fuente: elaboración propia con información de CFE Suministro Básico (2019)

## Anexo 5: Indicadores financieros del caso residencial analizado

Tabla 21. VPN para los escenarios en el contexto residencial evaluados bajo el régimen de **medición neta** (capacidad: 50 kWp).

Número y tipo de beneficiarios	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida
DAC, DAC, DAC	\$1,466,152	\$1,301,751	\$447,089	\$212,512	\$201,925	\$127,257	\$232,845	\$47,358
DAC, DAC, DAC, DOM	\$1,441,911	\$1,274,400	\$436,752	\$193,122	\$182,047	\$99,896	\$223,084	\$25,061
DAC, DAC, DOM, DOM	\$650,291	\$643,808	-\$6,348	-\$105,022	-\$188,872	-\$177,801	-\$153,352	-\$220,939
DAC, DOM, DOM, DOM	-\$151,560	\$3,863	-\$451,250	-\$404,345	-\$563,623	-\$457,570	-\$533,166	-\$469,367

\*Por cuestiones de espacio se redondearon los resultados a números enteros.

Fuente: elaboración propia

Tabla 22. TIR para los escenarios en el contexto residencial evaluados bajo el régimen de **medición neta** (capacidad: 50 kWp).

Número y tipo de beneficiarios	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida
DAC, DAC, DAC	22%	21%	14%	11%	11%	10%	11%	9%
DAC, DAC, DAC, DOM	22%	20%	14%	11%	11%	10%	11%	9%
DAC, DAC, DOM, DOM	15%	15%	8%	7%	6%	6%	6%	5%
DAC, DOM, DOM, DOM	7%	8%	2%	3%	0%	2%	1%	2%

Fuente: elaboración propia



## Anexo 6: Indicadores financieros del caso comercial analizado

Tabla 23. VPN para los escenarios en el contexto comercial evaluados bajo el régimen de **medición neta** (capacidad: 50 kWp).

Número y tipo de beneficiarios	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida
<b>4 beneficiarios PDBT</b>	-\$507,186	-\$216,074	-\$699,410	-\$500,716	-\$717,942	-\$493,102	-\$734,531	-\$533,009
<b>6 beneficiarios PDBT</b>	-\$325,086	-\$35,551	-\$618,648	-\$447,655	-\$574,948	-\$436,234	-\$671,328	-\$496,095
<b>8 beneficiarios PDBT</b>	-\$142,985	\$134,128	-\$537,885	-\$394,594	-\$646,445	-\$379,367	-\$608,126	-\$459,181
<b>10 beneficiarios PDBT</b>	\$39,115	\$303,588	-\$457,122	-\$341,533	-\$503,451	-\$323,027	-\$544,923	-\$422,266

\*Por cuestiones de espacio se redondearon los resultados a números enteros.

Fuente: elaboración propia

Tabla 24. TIR para los escenarios en el contexto comercial evaluados bajo el régimen de **medición neta** (capacidad: 50 kWp).

Número y tipo de beneficiarios	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida	CDMX	Mérida
<b>4 beneficiarios PDBT</b>	2%	6%	-2%	1%	-3%	1%	-3%	1%
<b>6 beneficiarios PDBT</b>	5%	8%	-1%	2%	-1%	2%	-2%	1%
<b>8 beneficiarios PDBT</b>	7%	10%	1%	3%	0%	3%	-1%	2%
<b>10 beneficiarios PDBT</b>	9%	12%	2%	4%	1%	4%	1%	2%

Fuente: elaboración propia

## Bibliografía

- a) Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite la metodología de contraprestación colectiva, que aplicará el suministrador de servicios básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un centro de carga, el modelo de contrato de contraprestación colectiva y la solicitud de alta/baja de beneficiarios, aprobado en 2019 pero pendiente de publicación en el Diario Oficial de la Federación hasta la elaboración de este reporte. Disponible en <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=MDq4NWY0ZGUtY2I1Zi00ZigzLTc1NC1IN2M0MDgwOThiYmE=>
- b) Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), 2019. Future of solar photovoltaic: deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Disponible en [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA\\_Future\\_of\\_Solar\\_PV\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf)
- c) Asociación de Bancos de México (ABM) e Iniciativa Climática de México (ICM), 2017. Mercado de Energía Fotovoltaica de Baja Escala: Generación Distribuida. Disponible en [https://www.abm.org.mx/descargas/Paneles\\_Solares\\_2017.pdf](https://www.abm.org.mx/descargas/Paneles_Solares_2017.pdf)
- d) Cooperación Alemana para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ), 2020. Monitor de Información e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México (GIZ). [https://energypedia.info/wiki/File:Monitor\\_info\\_comercial\\_GSD.pdf](https://energypedia.info/wiki/File:Monitor_info_comercial_GSD.pdf)
- e) Caramizaru A. y Uihlein, A., 2020. Energy communities: an overview of energy and social innovation, Joint Research Center for Policy Report (European Commission). Disponible en [https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119433/energy\\_communities\\_report\\_final.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119433/energy_communities_report_final.pdf)
- f) Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (CONUEE), 2014. ¿Qué es la generación distribuida? (Grandes Usuarios de la Energía). Disponible en <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios>
- g) Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2017. Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. Disponible en [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017)
- h) Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2018. Memoria Documental: Tarifas Finales del Suministro Básico. Disponible en [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/469061/Tarifas\\_Finales\\_del\\_Suministro\\_Basico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/469061/Tarifas_Finales_del_Suministro_Basico.pdf)
- i) Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2019. Evolución de Contratos de Pequeña y Mediana Escala / Generación Distribuida. Disponible en [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/483322/Estadisticas\\_GD\\_2019-1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/483322/Estadisticas_GD_2019-1.pdf)
- j) Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica (FIDE), 2019. 2013-2018: Retos, logros y desafíos. Disponible en <http://www.fide.org.mx/wp-content/uploads/book/FIDE-RETOS-LOGROS-DESAFIOS-2013-2018-OPT.PDF>

- k) Ibáñez, F., Reyes, E., Chávez, G, Mondragón, I. y Ayón M. (PwC México), 2016. Guía de referencia para el desarrollo de proyectos de Generación Solar Distribuida en México, Cooperación Alemana para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ). Disponible en [https://energypedia.info/images/b/b6/GIZ\\_Guia\\_generacion\\_solar\\_distribuida\\_2016.pdf](https://energypedia.info/images/b/b6/GIZ_Guia_generacion_solar_distribuida_2016.pdf)
- l) Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C., 2019. Análisis costo-beneficio de paneles solares en las viviendas de la población más marginada de México. Disponible en [https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2019/03/130319\\_EnergiaSolar\\_Documento.pdf](https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2019/03/130319_EnergiaSolar_Documento.pdf)
- m) Laboratorio de Energía Renovable de EE.UU. (NREL), 2018. Informando la Política de Generación Distribuida de México con Análisis del Modelo para Asesoría de Sistemas (SAM), Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). Disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71531.pdf>
- n) Lago J., De Ridder F. y De Schutter, B., 2018. "Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparisons of traditional algorithms", en: Applied Energy 228: 386-405. Disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191830196X>
- o) Ley de Impuesto Sobre la Renta, 2013. Diario Oficial de la Federación. Disponible en [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR\\_091219.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_091219.pdf)
- p) Ley de Transición Energética, 2015. Diario Oficial de la Federación. Disponible en <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
- q) Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a la generación distribuida y generación limpia distribuida, 2017. Diario Oficial de la Federación. Disponible en <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
- r) Reyes E., Chávez, G. y Reyes, E. (Strategy& PwC México), 2018. Análisis Costo-Beneficio de la Generación Solar Distribuida en México, Cooperación Alemana para el Desarrollo Sustentable en México (GIZ). Disponible en [https://www.bivica.org/files/5367\\_generacion-solar\\_Mexico.PDF](https://www.bivica.org/files/5367_generacion-solar_Mexico.PDF)